

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего  
образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа энергетики

Специальность: **14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг**

НОЦ И.Н.Бутакова

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

Тема работы
<b>ПРОЕКТ ЭНЕРГОБЛОКА АЭС С РЕАКТОРОМ ТИПА ВВЭР ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТЬЮ 1300 МВт</b>

УДК 621.311.25:621.311.577

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5041	Нгуен Минь Хиеу		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	В.Е. Губин	к.т.н., доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	В.А. Маланина	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	А.Г. Дашковский	к.т.н., доцент		

По разделу «Автоматизация технологических процессов и производств»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	И.П.Озерова	к.ф.-м.н., доцент		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	М.А.Вагнер	-		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг»	А.В. Воробьев	к.т.н., доцент		

Томск – 2020 г.

## Запланированные результаты обучения выпускника образовательной программы

14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
	<b>Универсальные компетенции</b>
Р1	Использовать методологические основы современной картины мира для научного познания и творчества, выявлять естественнонаучную сущность проблем, возникающих в профессиональной деятельности
Р2	Анализировать социально-значимые процессы и явления, экономические проблемы и общественные процессы, ответственно участвовать в общественно-политической жизни, применять методы социального взаимодействия на основе принятых моральных и правовых норм
Р3	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе на иностранном языке, разрабатывать документацию, презентовать и публично защищать результаты, владеть методами пропаганды научных достижений
Р4	Использовать системный подход в профессиональной деятельности, ставить цели и выбирать пути их достижения, обобщать, анализировать, критически осмысливать, систематизировать
Р5	Осознавать необходимость и демонстрировать способность к самостоятельному обучению в течение всей жизни, непрерывному самосовершенствованию, развитию социальных и профессиональных компетенций, использовать полученные знания для обучения и воспитания новых кадров
Р6	К достижению должного уровня физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности и должного уровня безопасности жизнедеятельности, в том числе, защиты персонала и населения от последствий аварий, катастроф, стихийных бедствий
Р7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, в том числе, многонациональном, принимать ответственность за свои решения, в том числе, нестандартные, управлять коллективом, находить организационно-управленческие решения в нестандартных ситуациях
Р8	Использовать информационные технологии для работы с информацией, управления ею и создания новой информации; работать с информацией в глобальных компьютерных сетях, осознавать и соблюдать основные требования информационной безопасности

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
	<b>Профессиональные компетенции</b>
P9	Понимать значимость своей специальности, стремиться к ответственному отношению к своей трудовой деятельности, демонстрировать особые компетенции, связанные с уникальностью задач, объектов в области проектирования и эксплуатации АС
P10	Использовать глубокие математические, естественнонаучные знания в профессиональной деятельности с применением математического моделирования объектов и процессов в области проектирования и эксплуатации АС
P11	Проводить <i>инновационные</i> научные исследования систем и оборудования атомных электрических станций и ядерных энергетических установок, участвовать во внедрении результатов исследований
P12	Анализировать и использовать научно-техническую информацию, формулировать цели проекта, ставить и решать инновационные задачи <i>комплексного</i> инженерного анализа в области проектирования и эксплуатации АС
P13	Выбирать, создавать и использовать оборудование атомных электрических станций и ядерных энергетических установок, средства измерения теплофизических параметров и автоматизированного управления, защиты и контроля технологических процессов
P14	Проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных разработок систем и оборудования АС и ядерных энергетических установок, готовить исходные данные для выбора и обоснования научно-технических и организационных решений, выполнять <i>инновационные</i> инженерные проекты с применением <i>базовых и</i> специальных знаний, современных методов проектирования для достижения оптимальных результатов с учетом принципов и средств обеспечения ядерной и радиационной безопасности
P15	Разрабатывать проектную и рабочую техническую документацию, оформлять законченные проектно-конструкторские работы в области проектирования АС
P16	Анализировать нейтронно-физические, технологические процессы и алгоритмы контроля, диагностики, управления и защиты, проводить нейтронно-физические, теплогидравлические и прочностные расчеты оборудования АС и его элементов в стационарных и нестационарных режимах работы

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P17	Делать оценку ядерной и радиационной безопасности при эксплуатации ядерных энергетических установок, а также при обращении с ядерным топливом и другими отходами
P18	Применять основы обеспечения оптимальных режимов работы ядерного реактора, тепломеханического оборудования и энергоблока АС в целом при пуске, останове, работе на мощности и переходе с одного уровня мощности на другой с соблюдением требований безопасности, выполнять типовые операции по управлению реактором и энергоблоком на функционально-аналитическом тренажере
P19	Анализировать технологии монтажа, ремонта и демонтажа оборудования АС применительно к условиям сооружения, эксплуатации и снятия с эксплуатации энергоблоков АС
P20	Осуществлять и анализировать технологическую деятельность как объект управления, организовывать рабочие места, обеспечивать их техническое оснащение, размещать технологическое оборудование, контролировать соблюдение технологической дисциплины и обслуживать технологическое оборудование, исследовать причины его неисправностей, принимать меры по их устранению
P21	Составлять техническую документацию и организовывать экспертизу технической документации, составлять установленную отчетность по утвержденным формам, управлять малыми коллективами исполнителей, планировать работу персонала и фонды оплаты труда
P22	Выполнять работы по стандартизации и подготовке к сертификации технических средств, систем, процессов, оборудования и материалов ядерных энергетических установок, проводить анализ производственных затрат на обеспечение необходимого качества продукции
P23	Составлять и использовать тепловые схемы и математические модели процессов и аппаратов ядерно-энергетических и тепломеханических установок различных типов АС, готовить исходные данные для расчета тепловых схем
P24	Проводить физические эксперименты на этапах физического и энергетического пуска энергоблока с целью определения нейтронно-физических параметров реакторной установки и АС в целом
P25	Применять на практике принципы организации эксплуатации современного оборудования и приборов АС, понимать принципиальные особенности стационарных и переходных режимов реакторных установок и энергоблоков и причины накладываемых ограничений при нормальной эксплуатации, при её нарушениях, при ремонте и перегрузках

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего  
образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа энергетики

Отделение/НОЦ Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

Направление подготовки 14.05.02 Атомные станции: проектирование эксплуатация и инжиниринг

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

А. В. Воробьев

\_\_\_\_\_  
(Подпись)

\_\_\_\_\_  
(Дата)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

**ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА**

Студенту:

Группа	ФИО
5041	Нгуен Минь Хиеу

Тема работы:

<b>ПРОЕКТ ЭНЕРГОБЛОКА АЭС С РЕАКТОРОМ ТИПА ВВЭР ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТЬЮ 1300 МВт</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	09.01.2020 №9-46/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	09.01.2020
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Целью работы является проект энергоблока АЭС с реактором типа ВВЭР электрической мощностью 1300 МВт в Нинь Тхуан, Вьетнам.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. Обоснование и выбор площадки под размещение АЭС. 2. Расчет 4-х петлевой схемы энергоблока, проект конденсационной установки. 3. Теплогидравлический расчет ядерного реактора. 4. Проект ПГ. 5. Раздел охрана окружающей среды.
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Принципиальная тепловая схема энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-1300 – 1л. Формат А1. 2. Реактор ВВЭР-1300 – 1л. Формат А1. 3. Парогенератор ПГВ-1300 – 1л. Формат А1.

	4. Функциональная схема системы регулирования уровня конденсата в ПНД – 1л. Формат А3.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>Финансовый менеджмент</b>	В.А. Маланина, доцент ОСГН ШБИП
<b>Социальная ответственность</b>	А.Г. Дашковский, доцент ООД ШБИП
<b>Автоматизация технологических процессов</b>	И.П. Озерова, доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	<b>26 июня 2019</b>
---	---------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	В.Е. Губин	к.т.н., доцент		26.06.19

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5041	Нгуен Минь Хиеу		26.06.19

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА**  
**«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И**  
**РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5041	Нгуен Минь Хиеу

Школа	ИШЭ	Отделение школы (НОЦ)	НОЦ И.Н. Бутакова
Уровень образования	Специалист	Направление/специальность	14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг

**Тема дипломного проекта: «Проект энергоблока АЭС с реактором типа ВВЭР электрической мощностью 1300 МВт»**

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. Технические и эксплуатационные данные о станции	
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки	

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Планирование капиталовложений в ядерную часть энергоблока ВВЭР-1300
2. Определение годового расхода ядерного горючего
3. Оценка стоимости ядерного горючего
4. Годовые эксплуатационные издержки
5. Оценка прибыли и рентабельности АЭС
6. Оценка экономической эффективности инвестиций в АЭС

**Перечень графического материала:**

Итоговая таблица, график, формула, расчета экономического эффекта
---

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	15 октября 2019
---	-----------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	В.А. Маланина	к.э.н., доцент		15.10.19

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5041	Нгуен Минь Хиеу		15.10.19

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
5041	Нгуен Минь Хиеу

<b>Школа</b>	<b>ИШЭ</b>	<b>Отделение</b>	НОЦ И. Н. Бутакова
<b>Уровень образования</b>	Специалист	<b>Направление/ специальность</b>	Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Описание рабочего места	Помещение БЩУ, находящегося в зоне контролируемого доступа, где работает оператор реакторного отделения.
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Федеральный закон “Технический регламент о требованиях пожарной безопасности” от 28.12.2013 г. №123</li> <li>– Федеральный закон “О специальной оценке условий труда” от 28.12.2013 г. №426</li> </ul>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды	Рассмотрение следующих вредных факторов: <ul style="list-style-type: none"> <li>– Ионизирующее излучение;</li> <li>– Микроклимат;</li> <li>– Освещенность, Шум.</li> </ul>
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды	Рассмотрение следующих вредных факторов: <ul style="list-style-type: none"> <li>– Электробезопасность</li> <li>– Пожарная безопасность.</li> </ul>
3. Охрана окружающей среды	– Выбросы радиоактивных веществ в окружающую среду.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Рассмотрены ЧС: <ul style="list-style-type: none"> <li>– Пожар в БЩУ.</li> </ul>
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	– Социальное страхование работников
<b>Перечень графического материала:</b>	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	15 октября 2019
---	-----------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ООД ШБИП	А.Г. Дашковский	к.т.н., доцент		15.10.19

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
5041	Нгуен Минь Хиеу		



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 183 с., 26 рис., 34 табл., 27 источников, 4 прил.

Ключевые слова: реактор, теплоноситель, расход, тепловыделяющий элемент, тепловая мощность, теплообменные трубки, парогенератор.

Объектом исследования является энергоблок АЭС с реактором ВВЭР электрической мощностью 1300 МВт.

Цель работы – проект энергоблока АЭС с реактором типа ВВЭР- 1300 в Нинь Тхуан, Вьетнам.

В процессе работы производились тепловой, конструкторский, поверочный, гидродинамический расчеты ПТУ, парогенератора и реакторной установки.

В результате исследований были спроектированы реактор, парогенератор и тепловая схема энергоблока.

## Список принятых сокращений

АЭС – атомная электрическая станция

ВВЭР – водо-водяной энергетический реактор

А.з – активная зона

ПП – промежуточный пароперегреватель

С – сепаратор

ПТУ – паротурбинная установка

ПВД – подогреватель высокого давления

ПГ – парогенератор

ПН – питательный насос

ПНД – подогреватель низкого давления

ПЭЛ – поглощающий элемент

РТ – рабочее тело

ТН – теплоноситель

ТВС – тепловыделяющая сборка

ТВЭл – тепловыделяющий элемент

					ФЮРА.ХХХХХХ.001.ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

## Оглавление

Введение.....	14
1. Обоснование и выбор площадки под размещение АЭС.....	15
2. Проект энергетического реактора ВВЭР-1300 .....	19
2.1 Определение (уточнение) основных геометрических характеристик реактора. Определение общего расхода ТН.....	20
2.2 Предварительный теплогидравлический расчет .....	25
2.3 Уточненный теплогидравлический расчет.....	34
3. Проектирование принципиальной тепловой схемы энергоблока электрической мощностью 1300 МВт.....	37
3.1 Расчет принципиальной тепловой схемы АЭС на теплофикационный режим.....	40
3.2 Расчет принципиальной тепловой схемы АЭС на конденсационный режим.....	70
4. Выбор оборудования, оценка мощности основных механизмов собственных нужд .....	88
4.1 Выбор оборудования, оценка мощности основных механизмов собственных нужд.....	88
4.2 Выбор сетевого насоса.....	90
4.3 Выбор дренажного насоса для ПНД 5.....	91
4.4 Выбор конденсатных насосов .....	91
4.5 Выбор питательного насоса.....	93
4.6 Выбор деаэратора .....	94
5. Расчет характеристик обратной системы технического водоснабжения.....	95
6. Проект парогенератора.....	98
6.1 Выбор и обоснование конструктивной схемы ПГ.....	98
6.2 Расчет и построение тепловой диаграммы.....	99
6.3 Тепловой расчет .....	102
6.4 Конструкторский расчет.....	115
6.5 Расчет сепарации и водного режима.....	116
6.6 Гидравлический расчет .....	117

7. Расчет ПДВ для высоких одиночных источников загрязнения атмосферы .....	117
8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	125
9. Социальная ответственность .....	133
9.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды .....	133
9.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведенной среды.....	138
9.3 Охрана окружающей среды.....	141
9.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	144
9.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	145
10. Система автоматического регулирования уровня конденсата в ПНД .....	147
10.1 Описание технологической схемы работы оборудования.....	147
10.2 Обзор и выбор принципиальных схем контроля .....	148
10.3 Выбор технических средств АСР .....	150
Заключение .....	153
Приложение А .....	157
Приложение Б .....	169
Приложение В.....	175
Приложение Д.....	180

ФЮРА.693100.002 СБ Реактор ВВЭР-1300;

ФЮРА.693410.003 СБ Парогенератор ПГВ-1300;

ФЮРА.311115.004 Развернутая тепловая схема турбоустановки К-1300-7/3000;

ФЮРА.421000.005 С2 Схема регулирования уровня конденсата в ПНД.

## Введение

Согласно результатам обзора крупных энергетических проектов во Вьетнаме, общая мощность источников энергии, которые могут быть введены в эксплуатацию в период 2016-2030 годов, составляет около 78300 МВт, что на 17500 МВт меньше, чем ожидалось.

В частности, в течение следующих 5 лет общая мощность источников энергии, которые планируется завершить в соответствии с планом, составляет 37700 МВт, в том числе 30 угольных и газовых проектов общей мощностью около 28800 МВт. Однако, на данный момент только 8 тепловых проектов общей мощностью 8460 МВт запущены и находятся в стадии строительства. Таким образом, 22 тепловых электростанции общей мощностью 20000 МВт не были начаты, поэтому их невозможно завершить в ближайшие 5 лет. Это является основной причиной, приводящей к тому, что система электроснабжения имеет резерв около 20% в 2015-2016 годах, так что резерв почти отсутствует, и к 2021-2025 годам существует вероятность дефицита поставка электричества.

По сравнению с другими видами энергии ядерная энергия является крупным стабильным источником электрической мощности, имеет высокий коэффициент использования и не выделяет парниковых газов.

Потребность в большей выработке электроэнергии, опыт ведущих зарубежных стран и возрастающие требования к безопасности АЭС ведут к необходимости разработки проектов энергоблоков нового поколения с большей установленной мощностью. Основой развития атомной энергетики являются АЭС с реакторами типа ВВЭР, которые так популярны в наши дни. В последних проектах реализованы самые современные подходы к обеспечению безопасности реакторной установки, основанные на принципе глубоководной защиты, предполагающие несколько уровней безопасности.

					<b>ФЮРА.XXXXXX.001.ПЗ</b>	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

## 1. Обоснование и выбор площадки под размещение АЭС

Район размещения АС - территория, включающая площадку АС, на которой возможны явления, процессы и факторы природного и техногенного происхождения, способные оказать влияние на безопасность АС.

Площадка АС - определенная территория, на которой расположена станция и которая находится под эффективным контролем административного руководства АС. Фактически это то, что находится за забором, окружающим АС, и важные для безопасности системы вне забора.

Системы (элементы), обеспечивающие безопасность, должны быть способны выполнить свои функции в установленном проектом объеме с учетом воздействия природных явлений (землетрясений, ураганов, наводнений, возможных в районе площадки АС), внешних техногенных событий, свойственных выбранной для сооружения АС площадке, и (или) при возможных механических, тепловых, химических и прочих воздействиях проектных аварий.

Выбор площадки для размещения будущей АС - наиболее важный этап в ее жизненном цикле (выбор площадки, проектирование, сооружение, эксплуатация, снятие с эксплуатации).

Взаимодействие площадки и АС обоюдное: площадка и ее окружение воздействует или может воздействовать на АС и ее системы. В процессе эксплуатации или авариях АС может воздействовать на площадку и окружающую территорию (население, экологию и т.п.).

Кроме того, должны учитываться нормальные выбросы радиоактивности.

С точки зрения безопасности размещения АС учитываются:

- влияние внешних событий в районе расположения конкретной площадки (природного происхождения или обусловленных деятельностью человека);
- характеристики площадки и окружающей ее природной среды, которые могут оказывать влияние на перенос радиоактивных выбросов;
- облучение населения;
- плотность и распределение населения и другие характеристики внешней зоны исходя из возможности применения мер по защите населения и оценки риска для отдельных лиц и населения в целом.

Факторы, учитываемые при выборе площадки:

- наводнения из-за выпадения осадков и других причин;
- волны в водной среде, вызванные землетрясением;
- наводнения и волны, связанные с выходом из строя защитных гидросооружений;
- тектонически-активные структуры и разломы;
- неустойчивость склонов;
- провалы поверхности площадки, оседание или подъемы грунта;
- землетрясения;
- разжижение грунтов;
- смерчи;
- тропические циклоны;
- другие серьезные природные явления и экстремальные условия

Под событиями, связанными с деятельностью человека, обычно рассматриваются авиационные катастрофы, химические взрывы, другие важные события, способные повлиять на безопасность АС.

При выборе площадки АС должна быть дана оценка возможным выбросам радиоактивных веществ с учетом особенностей проекта АС и требований по безопасности.

Особое внимание следует уделить роли биосферы в накоплении и переносе радионуклидов.

Неблагоприятны для размещения АС:

- территории действующих вулканов или грязевого вулканизма;
- территории, подверженные воздействию цунами, катастрофических паводков или наводнений;
- территории, которые могут быть затоплены волной прорыва напорного фронта водохранилищ;
- зоны схода селевых потоков;
- районы, сейсмичность которых характеризуется интенсивностью МРЗ более 7 баллов по шкале MSK-64;
- зоны тектонических нарушений;
- районы развития карста (термокарста);
- территории с заброшенными горными и другими выработками;
- районы развития активных оползневых склоновых процессов;
- площадки с грунтовыми водами на глубине менее 3 м от поверхности планировки в грунтах мощностью 10 м и более;
- районы структурно и динамически неустойчивых грунтов.

В неблагоприятных районах и зонах допускается размещать АС при проведении технических и организационных мероприятий по обеспечению безопасности.

Запрещается размещение, проектирование, строительство АС на территориях с большой концентрацией населения, курортных, рекреационных, лечебно-оздоровительных зон и округов санитарной охраны, в сейсмически опасных зонах, вблизи крупных водоемов республиканского



значения, традиционных мест массового отдыха и лечения населения.

Площадка считается пригодной для размещения АС, если имеется возможность обеспечения безопасной эксплуатации АС с учетом процессов, явлений и факторов природного и техногенного происхождения, а также обеспечивается безопасность населения и защита окружающей среды от радиационных воздействий при нормальной эксплуатации и проектных авариях, ограничение этих воздействий при запроектных авариях.

С учетом вышеуказанных требований, два места расположения Фьюк Зинь и Винь Хай удовлетворяют условиям для строительства атомной электростанции, таким как:

- Обладание благоприятной местности и достаточной площади для строительства атомной электростанции из 4 блоков мощностью 1000 МВт или более.
- Хорошее геологическое состояние, расположенное в районе с низкой интенсивностью землетрясения, что обеспечивает безопасность станции и низкие затраты на строительство.
- Места расположены недалеко от моря, что обеспечивает благоприятные условия для строительства систем охлаждения и транспортировки крупногабаритного и сверхтяжелого оборудования.
- Места расположены в районах с низкой плотностью населения, мало влияющих на пахотные земли и общественные объекты.

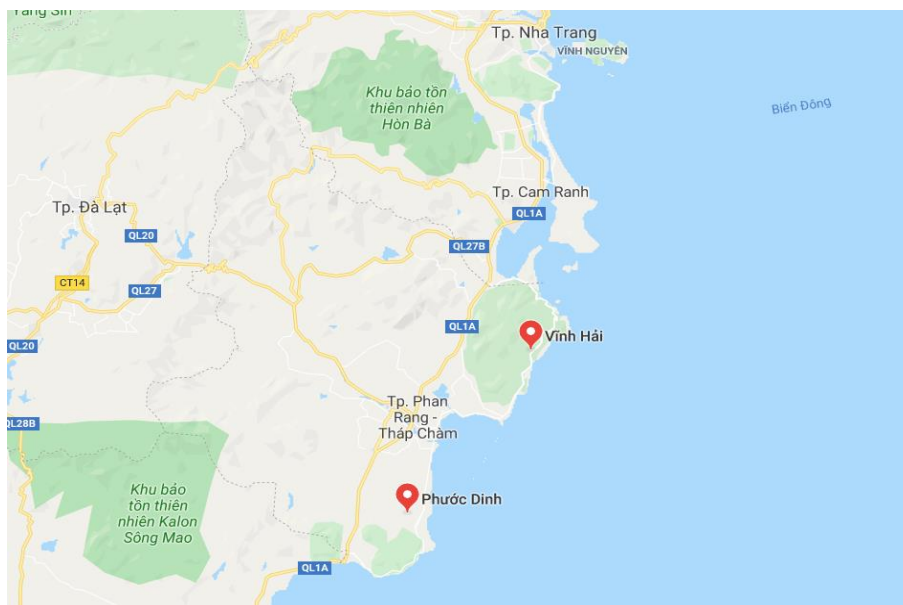


Рисунок 1 – Территориальное расположение станции [27]

## 2. Проект энергетического реактора ВВЭР-1300

Таблица 2.1 – Исходные данные

Тепловая мощность, МВт	3200
Удельная энергонапряженность активной зоны, МВт/м <sup>3</sup>	110
Топливо	UO <sub>2</sub>
Замедлитель	H <sub>2</sub> O
Теплоноситель	H <sub>2</sub> O
Параметры теплоносителя:	
- среднее давление теплоносителя в а.з, МПа	16,2
- температура теплоносителя на выходе а.з, °C	329,7
- температура теплоносителя на входе а.з, °C	298,6
Особенности решетки, кассеты, ТВЭЛ, °C	Прототип

## 2.1 Определение (уточнение) основных геометрических характеристик реактора. Определение общего расхода ТН

Цель: определение размеров а.з. (высота, диаметр), количества ТВС и твэлов, проходные сечения а.з., ТВС, соответствующих гидравлических и тепловых диаметров ТВС.

1. Определим объем активной зоны реактора:

$$V_{аз} = \frac{Q_p}{q_v} = \frac{3200}{110} = 29,1 \text{ м}^3.$$

где  $Q_p$  – тепловая мощность реактора в МВт;

$q_v$  – удельное энерговыделение в активной зоне реактора.

Найдем температуру насыщения теплоносителя  $t_s$  как функцию давления:  $t_s = 348,4^\circ\text{C}$ .

2. Температура теплоносителя на выходе из реактора:  $t_{\text{вых}} = 329,7^\circ\text{C}$ .

3. Из уравнения теплового баланса расход теплоносителя через реактор:

$$Q_p = G_{\text{ТН}} \cdot (h_{\text{вых}} - h_{\text{вх}}) \Rightarrow$$
$$G_{\text{ТН}} = \frac{Q_p}{h_{\text{вых}} - h_{\text{вх}}} = \frac{3200 \cdot 1000}{1513,2 - 1329,4} = 17410 \text{ кг/с};$$

где  $Q_p$  – в кВт;

$h_{\text{вх}}$  и  $h_{\text{вых}}$  – энтальпии теплоносителя на входе и выходе реактора, кДж/кг.

Найдено по давлению  $p_1$  и соответствующим температурам.

4. Из уравнения неразрывности сечение активной зоны реактора для прохода теплоносителя:

$$F_{\text{ТН}} \cdot w_{\text{ТН}} = \frac{G_{\text{ТН}}}{\rho_{\text{ТН}}} \Rightarrow$$
$$F_{\text{ТН}} = \frac{G_{\text{ТН}}}{\rho_{\text{ТН}} \cdot w_{\text{ТН}}} = \frac{17410}{696,4 \cdot 5,45} = 4,59 \text{ м}^2;$$

Где  $w_{\text{ТН}}$  – средняя скорость теплоносителя в активной зоне реактора, м/с. Для реакторов типа ВВЭР принимают в диапазоне 5...5,5 м/с.  $\rho_{\text{ТН}}$  – средняя плотность теплоносителя в реакторе, кг/м<sup>3</sup>.  
Находим по давлению  $p_1$  и средней температуре теплоносителя.

$$t_{1\text{ср}} = 0,5 \cdot (t_{\text{вых}} + t_{\text{вх}}) = 0,5 \cdot (329,7 + 298,6) = 314,2 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

5. Площадь ячейки:

для шестигранной ТВС:

$$f_{\text{яч}} = 6 \cdot \sqrt{\frac{1}{3}} \cdot \left(\frac{h_{\text{кл}}}{2}\right)^2 = 6 \cdot \sqrt{\frac{1}{3}} \cdot \left(\frac{0,234}{2}\right)^2 = 0,047 \text{ м}^2;$$

где  $h_{\text{кл}}$  - размер под ключ, м. Принимаем по прототипу.

6. Проходное сечение одной ячейки (ТВС):

$$f_{\text{ТН1}} = f_{\text{яч}} - \frac{\pi}{4} \cdot (n_{\text{ТВЭЛ}} \cdot d_{\text{ТВЭЛ}}^2 + n_{\text{н.тр}} \cdot d_{\text{н.тр}}^2 + n_{\text{ц.тр}} \cdot d_{\text{ц.тр}}^2) =$$

$$= 0,047 - \frac{\pi}{4} \cdot 10^{-6} (312 \cdot 9,1^2 + 18 \cdot 12,6^2 + 1 \cdot 13,3^2) = 0,024 \text{ м}^2;$$

где  $n_{\text{ТВЭЛ}}$  – число ТВЭЛОВ, шт.;

$n_{\text{н.тр}}$  – число направляющих трубок для стержней регулирования, шт.;

$n_{\text{ц.тр}}$  – число центральных трубок, шт.;

$d_{\text{ТВЭЛ}}$  – наружный диаметр ТВЭЛА, м;

$d_{\text{н.тр}}$  – наружный диаметр направляющей трубки, м;

$d_{\text{ц.тр}}$  – наружный диаметр центральной трубки, м.

7. Число ТВС:

$$n_{\text{ТВС}} = \frac{F_{\text{ТН}}}{f_{\text{ТН1}}} = \frac{4,59}{0,024} = 191.$$

8. Площадь поперечного сечения активной зоны:

$$S_{аз} = 1,05 \cdot n_{ТВС} \cdot f_{яч} = 1,05 \cdot 191 \cdot 0,047 = 9,42 \text{ м}^2,$$

где коэффициент 1,05 введен для учета размещения в активной зоне приборов контроля.

9. Диаметр активной зоны:

$$S_{аз} = \frac{\pi \cdot D_0^2}{4} \Rightarrow D_{аз} = \sqrt{\frac{4 \cdot S_{аз}}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 9,42}{\pi}} = 3,46 \text{ м.}$$

10. Высота цилиндрической активной зоны:

$$H_{аз} = (0,9 \dots 1,1) \cdot D_{аз} = 0,9 \cdot 3,46 = 3,11 \text{ м.}$$

Проверка:

$$V_{а.з} = \frac{H_{аз} \cdot \pi \cdot D_{аз}^2}{4} = \frac{3,11 \cdot \pi \cdot 3,46^2}{4} = 29,2 \text{ м}^3;$$

сошлось с ранее посчитанным значением.

11. Эффективная высота активной зоны:

$H_{эф} = H_0 + 2 \cdot \delta = 3,11 + 2 \cdot 0,09 = 3,29 \text{ м,}$  где  $\delta = 0,08 \dots 0,1 \text{ м}$  – эффективная добавка к размерам активной зоны, учитывающая влияние отражателя.

12. Эскизы поперечных сечений активной зоны, ТВС и твэла с соблюдением подлинных размеров:

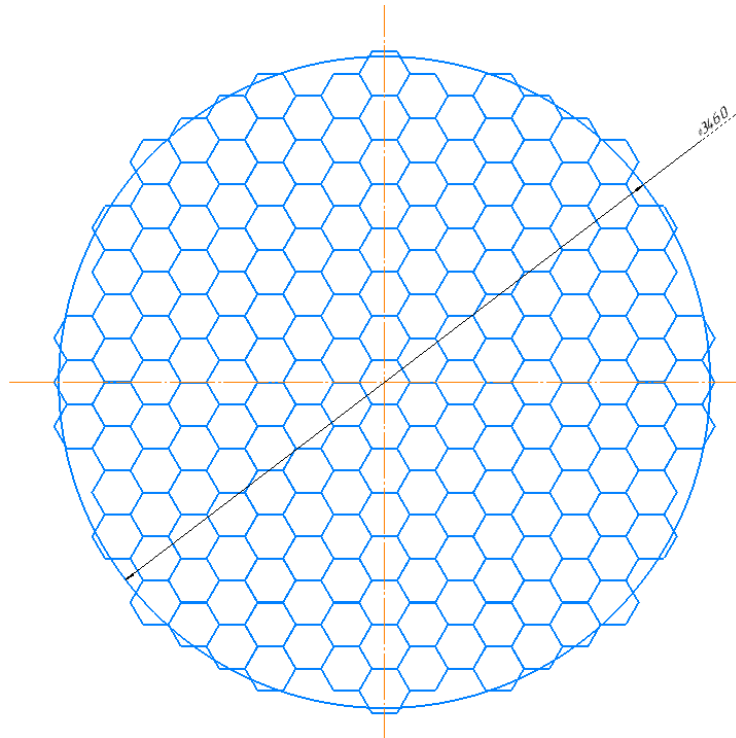


Рисунок 2.1 – Эскиз компоновки ТВС

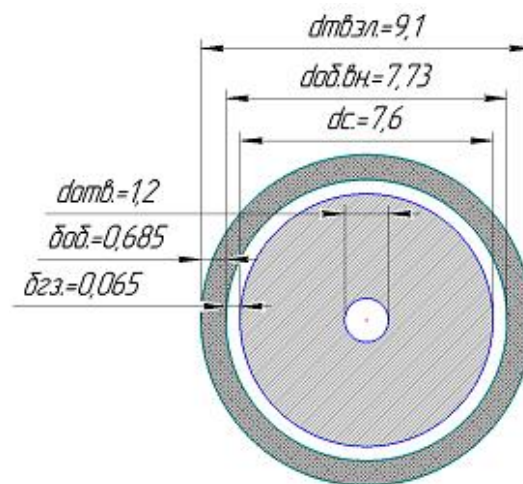


Рисунок 2.2 – Эскиз ТВЭЛа [5]

13. Гидравлический диаметр ТВС:

$$d_{\Gamma}^{\text{ТВС}} = \frac{4 \cdot f_{\text{ТН1}}}{\pi \cdot (n_{\text{ТВЭЛ}} \cdot d_{\text{ТВЭЛ}} + n_{\text{н.тр}} \cdot d_{\text{н.тр}} + n_{\text{ц.тр}} \cdot d_{\text{ц.тр}})} =$$

$$= \frac{4 \cdot 0,024}{\pi \cdot 10^{-3} (312 \cdot 9,1 + 18 \cdot 12,6 + 1 \cdot 13,3)} = 0,01 \text{ м.}$$

14. Тепловой диаметр пучка ТВЭЛОВ:

$$d_{\text{тепл}}^{\text{ТВС}} = \frac{4 \cdot f_{\text{ТН1}}}{\pi \cdot d_{\text{ТВЭЛ}} \cdot n_{\text{ТВЭЛ}}} = \frac{4 \cdot 0,024}{3,14 \cdot 9,1 \cdot 10^{-3} \cdot 312} = 0,011 \text{ м.}$$

Полученные данные сведем в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Уточненные геометрические характеристики ТВС

Наименование параметра	Ед. изм.	Значение
Число ТВЭЛов в кассете	шт.	312
Число ПЭЛов в кассете	шт.	18
Число центральных трубок в кассете	шт.	1
Число кассет в активной зоне	шт.	191
Площадь ТВС	$f_{яч}, \text{м}^2$	0,047
Проходное сечение ТВС	$f_{\text{ТН1}}, \text{м}^2$	0,024
Гидравлический диаметр ТВС	$d_{\text{Г}}^{\text{ТВС}}, \text{м}$	0,01
Тепловой диаметр ТВС	$d_{\text{Тепл}}^{\text{ТВС}}, \text{м}$	0,011

### Определение общего расхода теплоносителя

Цель: рассчитать общий расход теплоносителя с выбором скорости из диапазона допустимых значений через реактор и через ТВС

1.  $G_{\text{ТН}} = 17410 \text{ кг/с}$  – общий расход ТН через реактор.

2. Средний расход через ТВС:

$$G_{\text{ТВС}} = \frac{Q_p}{(h_{\text{ВЫХ}} - h_{\text{ВХ}}) \cdot n_{\text{ТВС}}} = \frac{3200 \cdot 1000}{(1513,2 - 1329,4) \cdot 191} = 91,15 \text{ кг/с};$$

3. Средний расход через ТВЭЛ:

$$G_{\text{ТВЭЛ}} = \frac{Q_p}{(h_{\text{ВЫХ}} - h_{\text{ВХ}}) \cdot n_{\text{ТВС}} \cdot n_{\text{ТВЭЛ}}} = \frac{3200 \cdot 1000}{(1513,2 - 1329,4) \cdot 191 \cdot 312} = 0,292 \text{ кг/с}.$$

Площадь проходного сечения твэла для теплоносителя:

$$S_{\text{ТВЭЛ}} = \frac{f_{\text{ТН1}}}{n_{\text{ТВЭЛ}}} = \frac{0,024}{312} = 7,7 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2;$$

Средняя скорость теплоносителя:

$$\bar{w}_{\text{TH}} = \frac{G_{\text{ТВЭЛ}}}{\bar{\rho}_f \cdot S_{\text{TH}}} = \frac{0,292}{696,4 \cdot 7,7 \cdot 10^{-5}} = 5,45 \frac{\text{м}}{\text{с}};$$

сошлось с ранее принятым значением.

## 2.2 Предварительный теплогидравлический расчет

Цель: расчет основных теплотехнических характеристик в центральной плоскости а.з., на входе и выходе (показатели энергонапряженности, коэффициент теплоотдачи, температура теплоносителя, оболочки, сердечника, запас до кризиса).

Энерговыведение в активной зоне соответствует изменению нейтронного потока. На практике принимают косинусоидальный закон изменения тепловыделения по высоте активной зоны (рисунок 3).

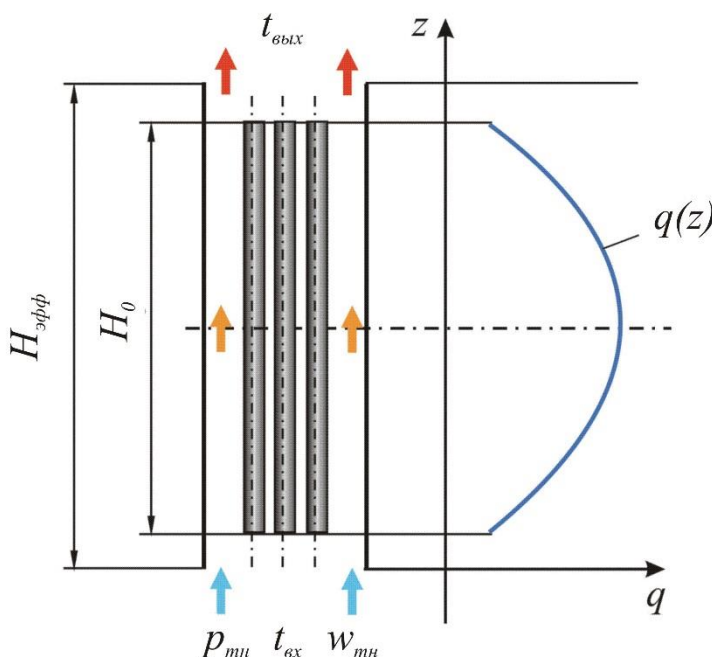


Рисунок 2.3 – Картина косинусоидального распределения тепловыделения по высоте активной зоны реактора [5]

Математически косинусоидальный закон распределения тепловыделения записывают в виде выражения :



$$q_l(z) = q_{l0} \cdot \cos \frac{\pi \cdot z}{H_{\text{эф}}},$$

где  $z$  – значение координаты по высоте, м.

Изменяется в диапазоне от  $-H_{\text{аз}}/2$  до  $+H_{\text{аз}}/2$ ;  $q_l(z)$ - распределение линейного теплового потока по высоте реактора, Вт/м;  $q_{l0}$  - линейный тепловой поток в центральной плоскости реактора, Вт/м.

Конкретно теплогидравлический расчет на максимально напряженный ТВЭЛ выполним в следующей последовательности.

1. Расход теплоносителя в расчете на один максимально напряженный ТВЭЛ, если гидравлическое профилирование в реакторе не предусмотрено:

$$g_{\text{ТВЭЛ}} = 0,292 \text{ кг/с.}$$

2. Линейный тепловой поток для максимально напряженного ТВЭЛа в центральной плоскости реактора:

$$q_{l0} = \frac{10^3 \cdot Q_p \cdot k_v}{H_{\text{аз}} \cdot n_{\text{ТВС}} \cdot n_{\text{ТВЭЛ}}} = \frac{10^3 \cdot 3200 \cdot 1,49 \cdot 1,3}{3,11 \cdot 191 \cdot 312} = 33,45 \frac{\text{кВт}}{\text{м}};$$

$k_v = k_z \cdot k_r$  - коэффициент неравномерности тепловыделения по объему активной зоны;  $k_z$ – коэффициент неравномерности тепловыделения по высоте активной зоны.

$$k_z = \frac{\pi H_0}{2 H_{\text{эф}} \sin \left( \frac{\pi H_0}{2 H_{\text{эф}}} \right)} = \frac{\pi \cdot 3,11}{2 \cdot 3,29 \cdot \sin \left( \frac{\pi \cdot 3,11}{2 \cdot 3,29} \right)} = 1,49;$$

$k_r$ – коэффициент неравномерности тепловыделения по радиусу активной зоны. Для реакторов ВВЭР принимают равным 1,2...1,4.

! Максимальное значение линейного теплового потока для водоохлаждаемых реакторов не должно превышать 500 Вт/см: условие выполняется.

3. Разбиваем активную зону по высоте на два участка и для всех значений координаты  $z$  (3 точки) на границах участков определим линейный тепловой поток:

$$q_l(z) = q_{l0} \cdot \cos \frac{\pi \cdot z}{H_{\text{эф}}}$$

Для удобства дальнейших расчетов необходимо сформируем таблицу 2.5 и последовательно будем вносить в нее получаемые результаты расчетов, пример расчета приведем только для точки с координатой  $z=0$ .

$$q_l(0) = q_{l0} \cdot \cos \frac{\pi \cdot z}{H_{\text{эф}}} = 33,45 \text{ кВт/м.}$$

4. Тепловая мощность участка ТВЭЛа от входа в реактор до каждого значения координаты  $z$ :

$$Q_{\text{ТВЭЛ}}(z) = \frac{q_{l0} \cdot H_{\text{эф}}}{\pi} \cdot \left[ \sin \left( \frac{\pi \cdot z}{H_{\text{эф}}} \right) + \sin \left( \frac{\pi \cdot H_{\text{аз}}}{2 \cdot H_{\text{эф}}} \right) \right]$$

$$Q_{\text{ТВЭЛ}}(0) = \frac{33,45 \cdot 3,29}{\pi} \cdot \left[ \sin \left( \frac{\pi \cdot 0}{3,29} \right) + \sin \left( \frac{\pi \cdot 3,11}{2 \cdot 3,29} \right) \right] = 34,92 \text{ кВт/м}$$

5. Энтальпия для каждого значения координаты:

$$Q_{\text{ТВЭЛ}}(z) = g_m \cdot [h(z) - h_{\text{вх}}]$$

$$34,92 = 0,292 \cdot [h(z) - 1329,4];$$

$$h(z) = 1448,98 \text{ кДж/кг}$$

где  $h_{\text{вх}}$  - энтальпия теплоносителя на входе в реактор, кДж/кг.

6. Относительная энтальпия теплоносителя для каждого значения координаты  $z$ :

$$x(z) = \frac{h(z) - h'}{h'' - h'}$$

$$x(0) = \frac{1448,97 - 1657,7}{2574,4 - 1657,7} = -0,228$$

где  $h'', h'$  - энтальпии пара и воды в состоянии насыщения при давлении  $p_1$ .

7. Определяем температуру теплоносителя  $t(z)$  для каждого значения координаты, как функцию энтальпии  $h(z)$  и давления  $p_1$ .

$$t(z) = f(p_1 ; h(z)) = 319,6 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

8. Тепловая нагрузка на единицу поверхности твэла:

$$q_s(0) = 0,94 \cdot \frac{q_{l(0)}}{\pi \cdot d_{\text{ТВЭЛ}}} = 0,94 \cdot \frac{33,45}{\pi \cdot 9,1 \cdot 10^{-3}} = 1100,4 \text{ кВт/м}^2,$$

где коэффициент 0,94 введен для учета тепловыделения в отражателе и конструкционных материалах.

9. Проверяем скорость теплоносителя, соответствующую расходу теплоносителя  $g_m$ , из уравнения неразрывности:

$$f_{\text{ТН1}} \cdot w_{\text{ТН.М}} = \frac{G_{\text{ТН}}}{\rho_{\text{ТН}} \cdot n_{\text{ТВС}}}$$

$$\Rightarrow w_{\text{ТН.М}} = \frac{G_{\text{ТН}}}{\rho_{\text{ТН}} \cdot n_{\text{ТВС}} \cdot f_{\text{ТН1}}} = \frac{17410}{696,4 \cdot 191 \cdot 0,024} = 5,45 \frac{\text{м}}{\text{с}},$$

где  $\rho_{\text{ТН}}$  - средняя плотность теплоносителя в реакторе, кг/м<sup>3</sup>;

$f_{\text{ТН1}}$  - проходное сечение одной ячейки, м<sup>2</sup>.

10. Произведем оценку характерных величин (размера, скорости, температуры и давления):

а) в качестве характерной скорости принимают найденную выше скорость  $w_{\text{ТН.М}}$  обтекания теплоносителем пучка твэлов.

При продольном обтекании пучка твэлов в качестве характерного размера используют гидравлический диаметр бесконечной решетки стержней (твэлов).

Гидравлический диаметр бесконечной решетки в случае правильной треугольной решетки:

$$d_{\Gamma} = d_{\text{ТВЭЛ}} \cdot \left( \frac{2 \cdot \sqrt{3} \cdot s_{\text{отн}}^2}{\pi} - 1 \right) =$$

$$= 9,1 \cdot 10^{-3} \cdot \left( \frac{2 \cdot \sqrt{3} \cdot (12,75 \cdot 10^{-3} / 9,1 \cdot 10^{-3})^2}{\pi} - 1 \right) = 0,01 \text{ м}.$$

Здесь  $s_{\text{отн}} = s/d_{\text{ТВЭЛ}}$  – относительный шаг решетки;  $s$  – абсолютный шаг решетки.

б) в качестве характерной температуры принимают температуру теплоносителя  $t(z)$ , за характерное давление – давление  $p_1$ ;

в) для каждого значения координаты  $z$  определим, как функцию температуры  $t(z)$  и давления  $p_1$  следующие теплофизические характеристики теплоносителя: критерий Прандтля  $Pr$ , кинематическую вязкость  $\nu$ , теплопроводность  $\lambda$  – и занесем их в таблицу 2.3;

г) для каждого значения координаты  $z$  значение критерия Рейнольдса:

$$Re = \frac{w_{\text{тн.м}} \cdot d_z}{\nu}.$$

Таблица 2.3 – Теплофизические характеристики теплоносителя

$z, \text{м}$	$t(z), ^\circ\text{C}$	$Pr$	$\nu \cdot 10^{-7} \text{м}^2/\text{с}$	$\lambda, \text{Вт/м} \cdot \text{К}$	$Re$
1,555	337,6	1,129	1,159	0,476	470233
0	319,6	0,942	1,185	0,522	459916
-1,555	298,6	0,856	1,223	0,564	445626

11. Критерий Нуссельта:

$$Nu = C \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,3} = 0,03 \cdot 459916^{0,8} \cdot 0,942^{0,3} = 998,9,$$

где  $C = 0,026 \cdot s_{\text{отн}} - 0,006 = 0,03$  для треугольной решетки стержней.

12. Коэффициент теплоотдачи для решетки стержней, омываемой водяным теплоносителем:

$$\alpha = \frac{Nu \cdot \lambda}{d_r} = \frac{998,9 \cdot 0,522}{0,01} = 52104 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}.$$

где  $d_r$  – гидравлический диаметр, м.

13. Для каждого значения координаты  $z$  вычислим температуру наружной поверхности оболочки ТВЭЛ:

$$t_{об}^{нар}(z) = t(z) + \frac{q_l(z)}{\pi \cdot d_{ТВЭЛ} \cdot \alpha(z)}$$

$$t_{об}^{нар}(0) = 319,6 + \frac{33,45 \cdot 10^3}{\pi \cdot 9,1 \cdot 10^{-3} \cdot 52104} = 342,1 \text{ } ^\circ\text{C}$$

! Максимальная температура наружной поверхности оболочки ТВЭЛ  $t_{об}^{нар}(z)$  не должна превышать максимально допустимой температуры использования циркониевых сплавов в водной среде, составляющей 360...365 °C: условие выполняется.

14. Для каждого значения координаты  $z$  вычислим температуру внутренней поверхности оболочки ТВЭЛ:

$$t_{об}^{вн}(z) = t_{об}^{нар}(z) + \frac{0,94 \cdot q_l(z)}{\pi \cdot d_{об.ср}} \cdot \frac{\delta_{об}}{\lambda_{об}}$$

$$t_{об}^{вн}(0) = 342,1 + \frac{0,94 \cdot 33,45 \cdot 10^3}{\pi \cdot (9,1 - 0,685)} \cdot \frac{0,685}{20,56} = 381,7 \text{ } ^\circ\text{C}$$

где  $d_{об.ср} = d_{ТВЭЛ} - \delta_{об}$  – средний диаметр оболочки, м;

$\lambda_{об}$ - теплопроводность материала оболочки, Вт/(м·К). Определяем по таблице 2.4 путем итерполяции.

Таблица 2.4 – Основные физические свойства Э-110

$t_{об}^{сп}, ^\circ\text{C}$	Э110 (Zr+1%Nb)	$t_{об}^{сп}, ^\circ\text{C}$	Э110 (Zr+1%Nb)	$t_{об}^{сп}, ^\circ\text{C}$	Э110 (Zr+1%Nb)
20	19,1	150	19,5	300	20,4
50	19,2	200	19,7	350	20,8
100	19,3	250	20,0	400	21,3

15. Для каждого значения координаты  $z$  вычислим температуру наружной поверхности топливного сердечника:

$$t_c(z) = t_{06}^{BH}(z) + \frac{0,94 \cdot q_l(z)}{\pi \cdot d_{гз.ср} \cdot \alpha_{гз}}$$

$$t_c(0) = 381,7 + \frac{0,94 \cdot 33,45 \cdot 10^3}{\pi \cdot (7,73 - 0,065) \cdot 10^{-3} \cdot 0,64 \cdot 10^4} = 585,8 \text{ } ^\circ\text{C}$$

где  $\alpha_{гз}$  – проводимость газового зазора (контактного слоя оболочка-сердечник), Вт/(м<sup>2</sup>·К). Определяем по таблице 2.5.

$d_{гз.ср} = d_{06}^{BH} - \delta_{гз}$  – средний диаметр газового зазора, м.

Таблица 2.5 – Зависимость проводимости контактного слоя оболочка-сердечник от отношения толщины газового зазора к внутреннему диаметру оболочки

Проводимость газового зазора, $\cdot 10^4$ Вт/(м <sup>2</sup> ·К).	$\frac{\delta_{гз}}{d_{06}^{BH}}$ , %
1	0,4
0,8	0,6
0,6	0,9
0,4	2
0,4	2,4

16. Температура на поверхности центрального отверстия сердечника:

$$t_0(z) = t_c(z) + \frac{0,94 \cdot q_l(z)}{4 \cdot \pi \cdot \lambda_c} \cdot \left( 1 - \frac{2 \cdot d_0^2}{d_c^2 - d_0^2} \cdot \ln \frac{d_c}{d_0} \right)$$

где  $d_0$  – диаметр отверстия в сердечнике, м;

$d_c$  – наружный диаметр топливного сердечника, м;

$\lambda_c$  – теплопроводность материала топливного сердечника, Вт/(м·К).

Для двуокиси урана  $UO_2$ :

$$\lambda_c = 0,942 \cdot 10^{-10} \cdot T_{т.ср}^3 + 5500 / (500 + T_{т.ср})$$

$T_{т.ср}$  – средняя температура топливного сердечника, К.

При вычислении  $t_0(z)$  необходимо учитывать зависимость коэффициента теплопроводности  $\lambda_c$  от температуры. Для этого первоначально

примем среднюю температуру топлива как  $T_{т.ср} = t_c + 273,15$  вычислим коэффициент  $\lambda_c$  и температуру  $t_0$ , а затем уточним среднюю температуру топлива по уравнению  $T_{т.ср} = 0,5 \cdot (t_0 + t_c) + 273,15$  снова вычислим  $\lambda_c$  и т.д. Итерационный расчет заканчивается, когда значение температуры  $t_0$  на данном шаге отличается от соответствующего значения  $t_0$  на предыдущем шаге менее, чем на 3%.

Примем:  $T_{т.ср} = 1183 \text{ К}$

$$\lambda_c = 0,942 \cdot 10^{-10} \cdot T_{т.ср}^3 + 5500 / (500 + T_{т.ср}) = \\ = 0,942 \cdot 10^{-10} \cdot 1183^3 + 5500 / (500 + 1183) = 3,424 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$$

$$t_0(0) = t_c(z) + \frac{0,94 \cdot q_l(z)}{4 \cdot \pi \cdot \lambda_c} \cdot \left( 1 - \frac{2 \cdot d_0^2}{d_c^2 - d_0^2} \cdot \ln \frac{d_c}{d_0} \right) = \\ = 585,8 + \frac{0,94 \cdot 33,45 \cdot 10^3}{4 \cdot \pi \cdot 3,424} \cdot \left( 1 - \frac{2 \cdot (1,2 \cdot 10^{-3})^2}{(7,6 \cdot 10^{-3})^2 - (1,2 \cdot 10^{-3})^2} \cdot \ln \frac{7,6}{1,2} \right) = \\ = 1247,8 \text{ } ^\circ\text{C},$$

$$T_{т.ср} = 0,5 \cdot (t_0 + t_c) + 273,15 = 0,5 \cdot (1247,8 + 585,8) + 273,15 = \\ = 1190 \text{ К},$$

Погрешность составляет:

$$\varepsilon = \left| \frac{T'_{т.ср} - T_{т.ср}}{T'_{т.ср}} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{1190 - 1183}{1190} \right| \cdot 100\% = 0,59\% < 3\%.$$

Следует, что значение сошлось с ранее принятым.

Максимальная температура топливного сердечника  $t_0(z)$  не должна превышать максимально допустимой температуры керамического топлива  $UO_2$ , составляющей  $2600 \text{ } ^\circ\text{C}$ : условие выполняется.

17. Критический тепловой поток и запас до кризиса теплообмена

$$q_{кр}(z) = 0,795 \cdot (1 - x)^n \cdot (\rho w)^m \cdot (1 - 0,0185 \cdot p) \\ q_{кр}(0) = 0,795 \cdot (1 + 0,235)^{1,2} \cdot (683,2 \cdot 5,45)^{0,255} \cdot (1 - 0,0185 \cdot 16,2) \\ = 5,79 \text{ МВт/м}^2,$$

где  $p = p_1$  – давление теплоносителя, МПа;

$x = x(z)$  – относительная энтальпия теплоносителя;

$(\rho w) = w_{\text{тн.м}} \cdot \rho_{\text{тн}}$  – массовая скорость, кг/(м<sup>2</sup>·с);

$$m = 0,311 \cdot (1 - x) - 0,127.$$

$$n = 0,105 \cdot p - 0,5.$$

18. Запас до кризиса для реакторов с водяным теплоносителем является основным ограничением с точки зрения безопасной работы. Запас до кризиса представляет собой следующее отношение

$$k_{\text{зап}}(z) = \frac{q_{\text{кр}}(z)}{q_s(z)};$$

$$k_{\text{зап}}(0) = \frac{q_{\text{кр}}(0)}{q_s(0)} = \frac{5,79 \cdot 1000}{1100,4} = 5,26$$

В реакторах типа ВВЭР минимальное значение запаса до кризиса должно соответствовать условию  $k_{\text{зап}}^{\text{мин}} \geq 1,2 \dots 1,3$ : условие выполняется.

Анализ полученных результатов на предмет выполнения требований теплотехнической надежности реактора (по температуре теплоносителя, оболочки, сердечника; по запасу до кризиса) выполнен в расчетах.

Таблица 2.6 – Результаты предварительного теплогидравлического расчета

Параметр	z, м
	0
$q_{l0}$ , кВт/м	33,45
$g_m$ , кг/с	0,292
$q_l$ , кВт/м	33,45
$Q_{\text{ТВЭЛ}}$ , кВт	34,92
$h$ , кДж/кг	1448,98
$x$	–0,228
$q_s$ , кВт/м <sup>2</sup>	1100,4
$v$ , м <sup>2</sup> /с	$1,185 \cdot 10^{-7}$
Pr	0,9424



Продолжение таблицы 2.6

$\lambda, \text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$	0,5216
Re	459916
Nu	998,9
$\alpha, \text{Вт}/\text{м}^2 \cdot \text{К}$	52104
$t_{\text{тн}}, ^\circ\text{C}$	319,6
$t_{\text{об}}^{\text{нар}}, ^\circ\text{C}$	342,1
$t_{\text{об}}^{\text{вн}}, ^\circ\text{C}$	381,7
$t_{\text{с}}, ^\circ\text{C}$	585,8
$t_0, ^\circ\text{C}$	1247,8
$q_{\text{кр}}, \text{кВт}/\text{м}^2$	5788,5
$k_{\text{зап}}$	5,26

### 2.3 Уточненный теплогидравлический расчет

Расчет с учетом уточненного значения  $k_r = 1,3$  полностью аналогичен расчету из раздела 2.2. Полученные результаты сведем в таблицу 2.7.

! Максимальное значение линейного теплового потока для водоохлаждаемых реакторов не должно превышать 500 Вт/см: условие выполняется.

! Максимальная температура наружной поверхности оболочки твэла  $t_{\text{об}}^{\text{нар}}(z)$  не должна превышать максимально допустимой температуры использования циркониевых сплавов в водной среде, составляющей 360...365  $^\circ\text{C}$ : условие выполняется.

! Максимальная температура топливного сердечника  $t_0(z)$  не должна превышать максимально допустимой температуры керамического топлива  $\text{UO}_2$ , составляющей 2600  $^\circ\text{C}$ : условие выполняется.

! В реакторах типа ВВЭР минимальное значение запаса до кризиса должно соответствовать условию  $k_{\text{зап}}^{\text{мин}} \geq 1,2 \dots 1,3$ : условие выполняется.

Анализируя полученные результаты данного раздела, можно утверждать – выполняются требования теплотехнической надежности

реактора по температуре теплоносителя, оболочки, сердечника и по запасу до кризиса теплообмена.

Таблица 2.7 – Результаты уточненного теплогидравлического расчета

$(z)$ , м	-1,555	-0,78	-0,39	0	0,39	0,78	1,555
$q_l(z)$ , кВт/м	2,90	24,60	31,16	33,45	31,16	24,6	2,90
$h(z)$ , кДж/кг	1329,4	1367,7	1405,3	1448,98	1492,6	1530,3	1568,6
$x(z)$	-0,358	-0,316	-0,275	-0,228	-0,180	-0,139	-0,097
$t(z)$ , °C	298,6	305,6	312,2	319,6	326,6	332,2	337,6
$q_s(z)$ , кВт/м <sup>2</sup>	95,3	809,3	1025,1	1100,4	1025,1	809,3	95,3
Re	445626	450786	455305	459916	464225	467410	470233
$\alpha$ , кВт/м <sup>2</sup> .К	53335	52908	52583	52104	51656	51322	51064
$t_{\text{нар}}^{\text{об}}$ , °C	300,5	321,9	332,9	342,1	347,7	349,0	339,6
$\lambda_{\text{об}}$	20,4	20,45	20,5	20,56	20,61	20,66	20,7
$t_{\text{вн}}^{\text{об}}$ , °C	304,0	351,2	370,0	381,7	384,6	378,0	343,0
$t_c$ , °C	321,6	501,3	560,1	585,8	574,7	528,1	360,7
$t_o$ , °C	361,2	942,5	1161,0	1247,8	1180,6	977,1	401,7
m	0,2954	0,2824	0,2696	0,2548	0,2400	0,2272	0,2142
n	1,201	1,201	1,201	1,201	1,201	1,201	1,201
$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	730,7	716,1	701,3	683,2	664,2	647,2	628,8
$q_{\text{кр}}$ , МВт/м <sup>2</sup>	9305	8003	6892	5788	4854	4165	3560
$k_{\text{зап}}$	97,66	9,89	6,72	5,26	4,74	5,16	37,36

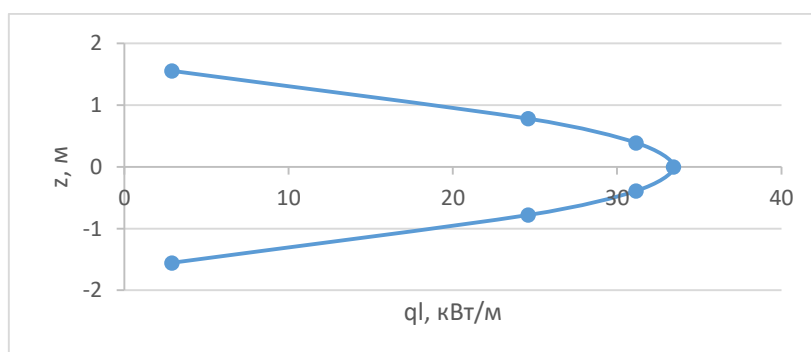


Рисунок 2.4 - Распределение линейной тепловой нагрузки по высоте канала

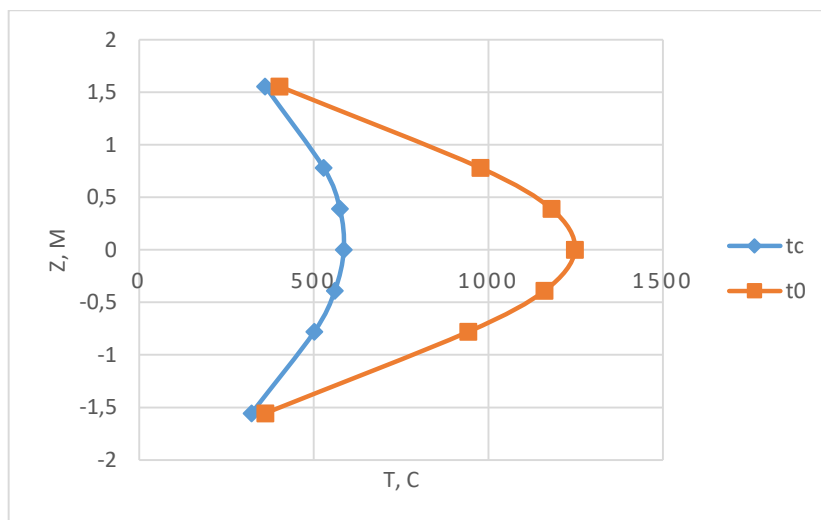


Рисунок 2.5 - Распределение температуры сердечника на наружной и внутренней поверхностях по высоте канала

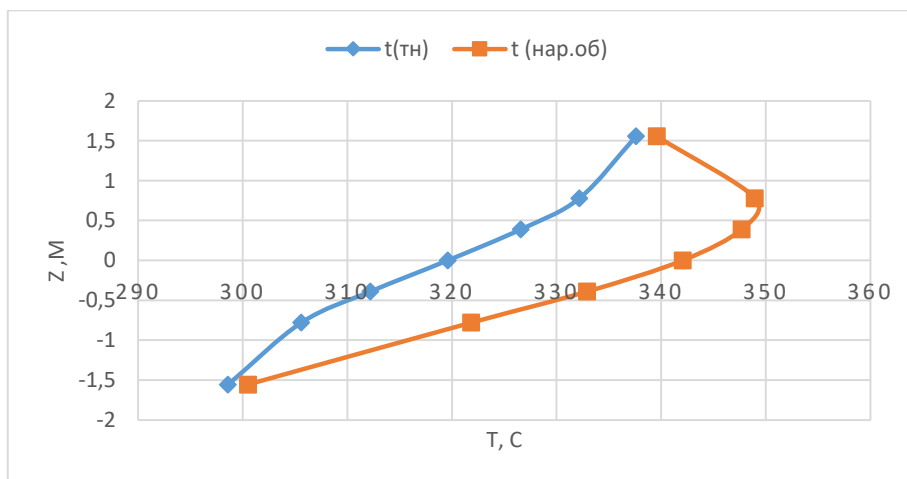


Рисунок 2.6 - Распределение температуры ТН, температуры наружной поверхности оболочки твэла по высоте канала

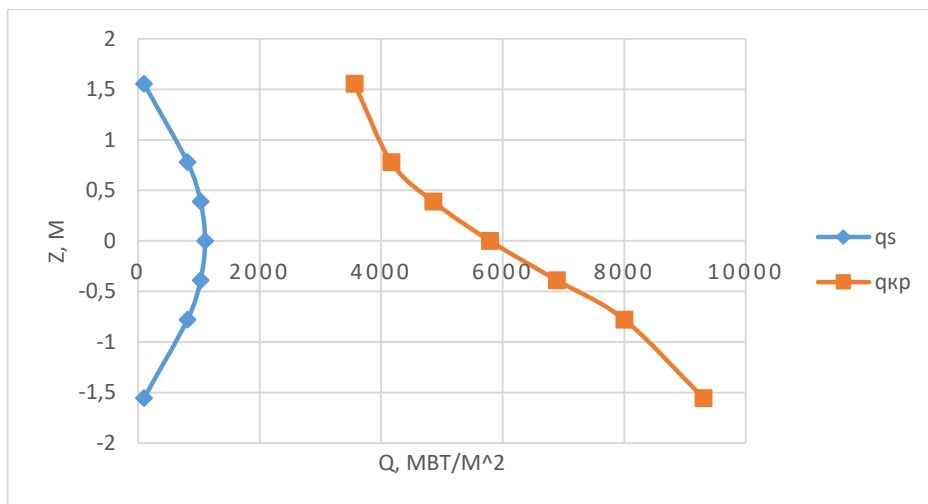


Рисунок 2.7 - Распределение удельного теплового потока и критического теплового потока по высоте канала

## Вывод

Целью проекта было освоение методики расчета ядерного реактора на тепловых нейтронах. Основным расчетом является: теплогидравлический расчет.

Основные выводы:

– спроектирован реактор тепловой мощностью 3200 МВт, расход теплоносителя – 17410 кг/с; габаритные размеры: высота активной зоны – 3110 мм, эквивалентный диаметр активной зоны – 3460 мм, диаметр корпуса 4548 мм

– итогом теплогидравлического расчета стало подтверждение обеспечения теплотехнической надежности: температуры оболочки, наружной и внутренней поверхности сердечника соответствуют допустимым.

### 3. Проектирование принципиальной тепловой схемы энергоблока электрической мощностью 1300 МВт

Тепловая схема нового энергоблока с реактором ВВЭР-1200 – двухконтурная с применением парогенераторов. Главное преимущество двухконтурной системы над одноконтурной заключается в том, что реактор, циркуляционные насосы и парогенераторы находятся в радиоактивном первом контуре, в то время как вырабатывающая пар часть парогенераторов находится во втором «чистом» контуре. Здесь отсутствует радиация, и производимый пар может использоваться не только для вращения турбины, но и для других целей.

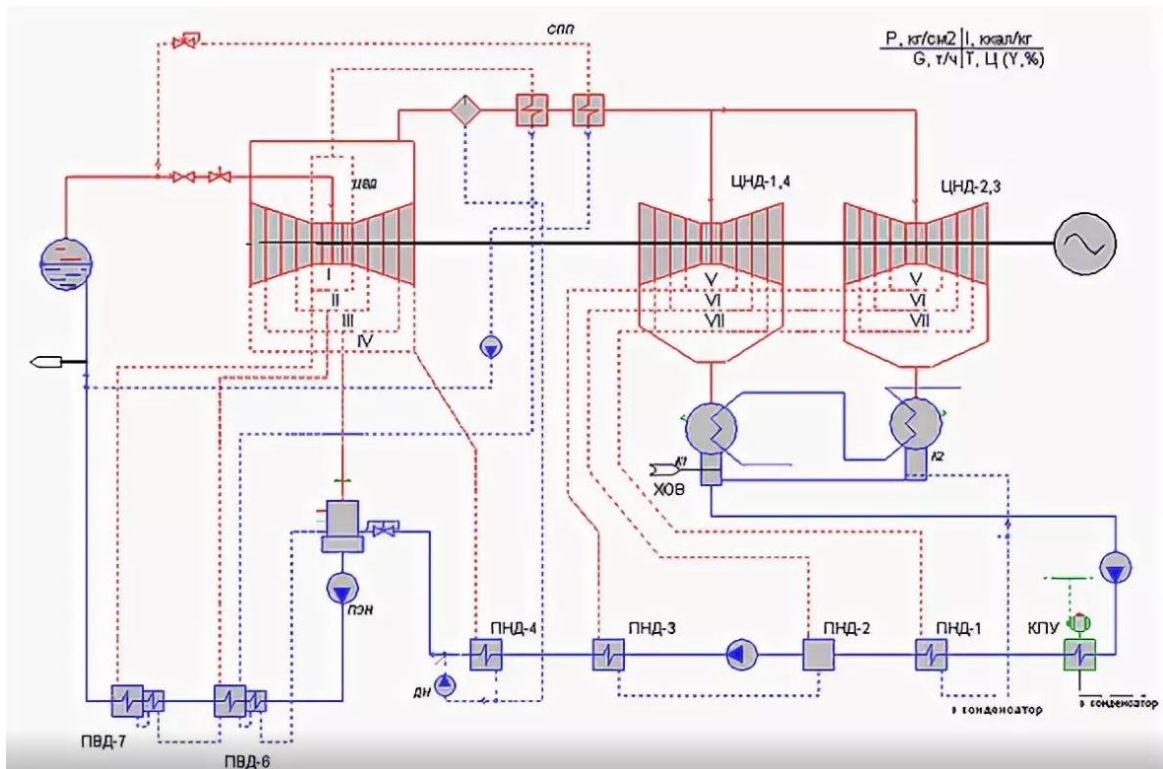


Рисунок 3.1- Принципиальная тепловая схема турбоустановки К-1200-6,8/50 [5]

Тепловая схема, представленная на рис.1, имеет все характерные особенности тепловых схем турбоустановок ЛМЗ для АЭС с ВВЭР большой мощности:

- развитую систему регенерации (число ступеней регенерации – 7);
- наличие одного подогревателя низкого давления смешивающего типа;
- применение заканчи конденсата греющего пара пароперегревателя.

СПП в тракт питательной воды перед парогенератором.

Закачка основного конденсата из конденсатора в деаэратор осуществляется конденсатными насосами в два подъема. Подача питательной воды из деаэратора через ПВД в парогенератор осуществляется по одноподъемной схеме питательными насосами с электроприводами (4 рабочих и 1 резервный).

Закачка конденсата греющего пара второй ступени пароперегревателя СПП осуществляется в основную линию питательной воды

высокотемпературным насосом с гидроприводом, слив конденсата греющего пара первой ступени пароперегревателя СПП – в ПВД-5.

ПНД-1,3 и 4 выполнены поверхностного типа, ПНД-2 – смешивающего типа. ПНД-1 выполнен в 4 корпусах, включенных параллельно друг другу, ПНД-2,3 и 4 – в одну, а ПВД-5 и 6 в две группы.

Дренаж ПВД-6 сливается самотеком в ПВД-5 и далее в деаэратор. Конденсат греющего пара ПНД-4 смешивается в сепараторе СПП, и смесь закачивается сливными насосами в линию основного конденсата перед деаэратором.

#### Исходные данные

- Прототип: энергоблок с ВВЭР-1200
- Номинальная электрическая мощность: 1300 МВт
- Структура турбины: ЦВД+С+ПП1+ПП2+ЦНД
- Температурный график теплосети - 130 / 70 °C/°C
- Число ступеней подогрева сетевой воды: определить.
- Начальные параметры: давление 7 МПа; степень сухости:  $x_0=1$ .
- Конечное давление – 0,005 МПа
- Температура питательной воды - 225°C.
- Давление в деаэраторе – 0,87 МПа.
- Схема включения деаэратора: самостоятельная (постоянное давление в Д).
- Тип привода питательного насоса: выбрать.
- Особенности регенеративной схемы: Тип ПНД-1 и ПНД-2: поверхностный.
- Месторасположение АЭС: Нинь Тхуан, Вьетнам.

### 3.1 Расчет принципиальной тепловой схемы АЭС на теплофикационный режим

#### 3.1.1 Определение числа подогревателей высокого давления

Параметры воды на выходе из деаэратора определим по заданному давлению.

$$p_d = 0,87 \text{ МПа}; t_d'' = f(p_d) = 174^\circ\text{C}; h_d'' = f(p_d, x = 0) = 736 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Параметры воды на выходе из питательного насоса.

$$p_{пв} = 1,3 \cdot p_0 = 9,1 \text{ МПа}; v = f(p_{пв}, t_d') = 1,119 \cdot 10^{-3} \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}.$$

Найдем подогрев в питательном насосе через работу, совершенную насосом. КПД насоса примем  $\eta_n = 0,8$ .

$$\Delta h_{пн} = \frac{v \cdot (p_{пв} - p_d)}{\eta_n} = \frac{1,119 \cdot 10^{-3} \cdot (9,1 - 0,87)}{0,8} = 11,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

$$h_{пн} = h_d'' + \Delta h_{пн} = 736 + 11,5 = 748 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Тогда температура после питательного насоса будет:

$$t_{пн} = f(p_{пв}, h_{пн}) = 175^\circ\text{C}.$$

Примем число подогревателей высокого давления равное двум, тогда подогрев в каждом подогревателе составит:

$$\Delta t_{пвд} = \frac{t_{пв} - t_{пн}}{z_{пвд}} = \frac{225 - 175}{2} = 25^\circ\text{C}.$$

Рассчитаем параметры для ПВД-1.

Параметры питательной воды на выходе из подогревателя:

$$p_{пвд1} = p_{пв} = 9,1 \text{ МПа}; t'_{пвд1} = t_{пв} = 225^\circ\text{C};$$

$$h'_{пвд1} = f(p_{пвд1}, t'_{пвд1}) = 969 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Параметры питательной воды на входе:

$$t'_{пвд2} = t'_{пвд1} - \Delta t_{пвд} = 225 - 25 = 200^\circ\text{C};$$

$$h'_{\text{ПВД2}} = f(p_{\text{ПВД1}}, t'_{\text{ПВД2}}) = 856 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Параметры греющего пара на входе в подогреватель:

Недогрев для ПВД примем  $\theta = 5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

$$t_1 = t'_{\text{ПВД1}} + \theta = 225 + 5 = 230 \text{ }^{\circ}\text{C}; p'_1 = f(t_1) = 2,8 \text{ МПа}.$$

Давление первого отбора с учетом потерь в трубопроводах:

$$p_1 = \frac{p'_1}{0,97} = \frac{2,8}{0,97} = 2,89 \text{ МПа}.$$

Температурный напор между питательной водой и конденсатом греющего пара примем  $\delta t_{\text{ок}} = 10 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Параметры конденсата греющего пара на выходе из охладителя дренажа:

$$t_{\text{ок1}} = t'_{\text{ПВД2}} + \delta t_{\text{ок}} = 200 + 10 = 210 \text{ }^{\circ}\text{C}; h_{\text{ок1}} = f(p'_1, t_{\text{ок1}}) = 898 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Для ПВД-2 расчет аналогичный, данные будут сведены в таблицу.

Рассчитаем параметры для деаэратора.

Подогрев воды в деаэраторе примем  $\Delta t_{\text{д}} = 15 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Параметры воды на входе в деаэратор:

$$t'_\text{д} = t''_\text{д} - \Delta t_{\text{д}} = 174 - 15 = 159 \text{ }^{\circ}\text{C}; h'_\text{д} = f(p_\text{д}, t'_\text{д}) = 671 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Давление отбора, идущего в деаэратор, принимается примерно на 30% выше давления пара в деаэраторе, что позволяет работать без переключения на одном и том же отборе в диапазоне нагрузок от 70 до 100%.

$$p_{\text{отб.3}} = p_\text{д} \cdot 1,3 = 1,131 \text{ МПа}.$$

### 3.1.2 Определение числа подогревателей низкого давления

Температура насыщения в конденсаторе:

$$t_{sk} = f(p_k) = 33 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Общий подогрев питательной воды в тракте низкого давления:

$$\Delta t_{\text{ок}} = t_{\text{ок}} - (t'_k + \Delta t_{\text{оэ}} + \Delta t_{\text{оу}});$$

					ФЮРА.XXXXXXX.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		40



Где  $\Delta t_{оэ} = 2^{\circ}\text{C}$  – подогрев основного конденсата в охладителях эжекторов;

Где  $\Delta t_{оу} = 2^{\circ}\text{C}$  – подогрев основного конденсата в охладителях уплотнений;

$$\Delta t_{ок} = 159 - (33 + 2 + 2) = 122^{\circ}\text{C}.$$

Примем число подогревателей низкого давления равное пяти, тогда подогрев в каждом подогревателе составит:

$$\Delta t_{пнд} = \frac{t'_d - t_k}{5} = \frac{122}{5} = 24,4^{\circ}\text{C}.$$

Рассчитаем параметры для ПНД-1.

$$t_{ок}^{оэ} = t_{sk} + \Delta t_{оэ} = 33 + 2 = 35^{\circ}\text{C};$$

$$t_{ок}^{оу} = t_{ок}^{оэ} + \Delta t_{оу} = 35 + 2 = 37^{\circ}\text{C};$$

$$t_{ок}^{п1} = t_{ок}^{оу} + \Delta t_{пнд} = 37 + 24,4 = 61,4^{\circ}\text{C};$$

$$p_{пнд1} = 1,3 \cdot p_d = 1,3 \cdot 0,87 = 1,131 \text{ МПа};$$

$$h_{ок}^{п1} = f(p_{пнд1}, t_{ок}^{п1}) = 258 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Параметры греющего пара на входе в подогреватель:

Недогрев для ПНД примем  $\theta = 2^{\circ}\text{C}$ .

$$t_1 = t_{ок}^{п1} + \theta = 61,4 + 2 = 63,4^{\circ}\text{C}; p'_1 = f(t_1) = 0,023 \text{ МПа}.$$

Давление восьмого отбора с учетом потерь в трубопроводах:

$$p_{отб.8} = \frac{p'_1}{0,97} = \frac{0,023}{0,97} = 0,024 \text{ МПа}.$$

Рассчитаем параметры для ПНД-4.

$$t_{ок}^{п4} = t_{ок}^{п3} + \Delta t_{пнд} = 110,2 + 24,2 = 134,6^{\circ}\text{C};$$

$$p_{пнд4} = 1,3 \cdot p_d = 1,3 \cdot 0,87 = 1,131 \text{ МПа};$$

$$h_{ок}^{п5} = f(p_{пнд4}, t_{ок}^{п4}) = 567 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Параметры греющего пара на входе в подогреватель:

$$t_4 = t_{ок}^{п4} + \theta = 134,6 + 2 = 136,6^{\circ}\text{C}; p'_4 = f(t_4) = 0,328 \text{ МПа}.$$

Давление пятого отбора с учетом потерь в трубопроводах:

$$p_{от6.5} = \frac{p'_4}{0,97} = \frac{0,328}{0,97} = 0,338 \text{ МПа.}$$

Параметры ПНД-2, ПНД-3 и ПНД-5 рассчитываются аналогично.

### 3.1.3 Определение параметров пара в отборах на ЦВД

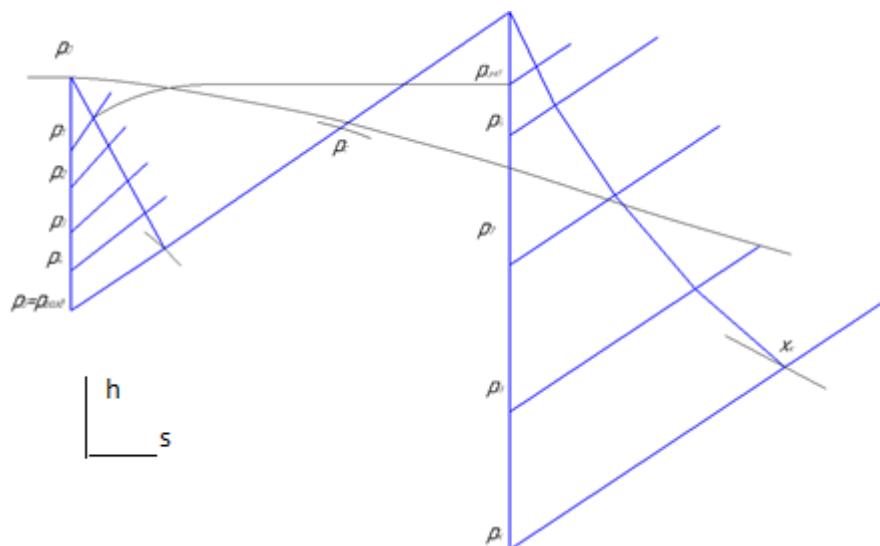


Рисунок 3.2- h-s – Диаграмма процесса расширения пара в турбине  
Параметры пара до стопорного и регулирующего клапанов:

$$p_0 = 7 \text{ МПа}; t_0 = 285,8^\circ\text{C};$$

$$h_0 = f(p_0, t_0) = 2773 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; s_0 = f(p_0, t_0) = 5,815 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}.$$

Учитывая потери в стопорном и регулирующем клапанах, параметры на входе в цилиндр высокого давления будут:

$$p_{цвд} = 0,96 \cdot 7 = 6,72 \text{ МПа}; h_{цвд} = h_0 = 2773 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$S_{цвд} = f(p_{цвд}, h_{цвд}) = 5,829 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}.$$

Процесс расширения пара в ЦВД.

Примем по прототипу КПД для ЦВД  $\eta_{oi} = 0,862$ .

Первый отбор:

Энтальпия отбора в теоретическом процессе расширения:

$$h_{1t} = f(p_{отб.1}, S_{цвд}) = 2616 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Располагаемый теплоперепад:

$$H_0 = h_0 - h_{1t} = 2773 - 2616 = 157 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Действительный теплоперепад:

$$H_i = \eta_{oi} \cdot H_0 = 0,862 \cdot 157 = 135 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Действительная энтальпия:

$$h_1 = h_0 - H_i = 2773 - 135 = 2638 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Второй отбор:

Энтальпия отбора в теоретическом процессе расширения:

$$h_{2t} = f(p_{отб.2}, S_{цвд}) = 2530 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Располагаемый теплоперепад:

$$H_0 = h_0 - h_{2t} = 2773 - 2530 = 243 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Действительный теплоперепад:

$$H_i = \eta_{oi} \cdot H_0 = 0,862 \cdot 243 = 210 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Действительная энтальпия:

$$h_2 = h_0 - H_i = 2773 - 210 = 2563 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Третий отбор:

Энтальпия отбора в теоретическом процессе расширения:

$$h_{3t} = f(p_{отб.3}, S_{цвд}) = 2455 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Располагаемый теплоперепад:

$$H_0 = h_0 - h_{3t} = 2773 - 2455 = 318 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Действительный теплоперепад:

$$H_i = \eta_{oi} \cdot H_0 = 0,862 \cdot 318 = 274 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Действительная энтальпия:

$$h_3 = h_0 - H_i = 2773 - 274 = 2499 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Четвертый отбор:

Энтальпия отбора в теоретическом процессе расширения:

$$h_{4t} = f(p_{\text{отб.4}}, S_{\text{цвд}}) = 2368 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Располагаемый теплоперепад:

$$H_0 = h_0 - h_{4t} = 2773 - 2368 = 405 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Действительный теплоперепад:

$$H_i = \eta_{oi} \cdot H_0 = 0,862 \cdot 405 = 349 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Действительная энтальпия:

$$h_4 = h_0 - H_i = 2773 - 349 = 2424 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Пятый отбор:

Энтальпия отбора в теоретическом процессе расширения:

$$h_{5t} = f(p_{\text{отб.5}}, S_{\text{цвд}}) = 2269 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Располагаемый теплоперепад:

$$H_0 = h_0 - h_{5t} = 2773 - 2269 = 504 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Действительный теплоперепад:

$$H_i = \eta_{oi} \cdot H_0 = 0,862 \cdot 504 = 434 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Действительная энтальпия:

$$h_5 = h_0 - H_i = 2773 - 434 = 2339 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

$$x_{\text{цвд}} = f(h_5, S_{\text{цвд}}) = 0,8033.$$

### 3.1.4 Определение параметров пара в отборах на ЦВД

Давление пара на выходе из ЦВД

$$p_{\text{разд}} = 0,338 \text{ МПа.}$$

Потери давления в трубопроводе от выхода из ЦВД до входа в сепаратор:

$$p_c = 0,97 \cdot p_{\text{разд}} = 0,97 \cdot 0,338 = 0,328 \text{ МПа.}$$

Принимаем, что в сепараторе пар осушается до  $X=0,995$ ,

$$t_c = f(p_c, x) = 136,6^\circ\text{C.}$$

Энтальпия пара после сепаратора:

$$h_c = f(p_c, x) = 2718 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Энтальпия дренажа сепаратора:

$$h'_c = f(p_c, x = 0) = 575 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Отбор в ПП1 совместим с отбором в ПВД-1.

Параметры греющего пара ПП1:

$$t_n = f(p_{\text{отб1}}) = 231,8^\circ\text{C,}$$

Энтальпия дренажа ПП1:

$$h'_{\text{пп1}} = f(p_{\text{отб1}}) = 999 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Температурный напор в ПП1 примем  $\delta t_{\text{пп1}} = 20^\circ\text{C}$ ,

$$t_{\text{пп1}} = t_n - \delta t_{\text{пп1}} = 231,8 - 20 = 211,8^\circ\text{C.}$$

Давление пара в ПП1:

$$p_n = 0,97 \cdot p_c = 0,97 \cdot 0,328 = 0,318 \text{ МПа.}$$

Энтальпия пара после ПП1:

$$h''_{\text{пп1}} = f(p_n, t_{\text{пп1}}) = 2889 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Подогрев пара составляет:

$$\Delta t_{\text{пп1}} = t_{\text{пп1}} - t_c = 211,8 - 136,6 = 75,2^\circ\text{C.}$$

Отбор пара в ПП2 осуществляется из линии свежего пара до регулирующего и стопорного клапана.

Параметры греющего пара в ПП2:

$$t_n = f(p_0) = 285,8,$$

Энтальпия дренажа ПП2:

$$h'_{пп2} = f(0,97p_0) = 1257 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Температурный напор в ПП2 примем  $\delta t_{пп2} = 25^\circ\text{C}$ ,

$$t_{пп2} = t_n - \delta t_{пп1} = 285,8 - 25 = 260,8^\circ\text{C}.$$

Подогрев пара составляет:

$$\Delta t_{пп2} = t_{пп2} - t_{пп1} = 260,8 - 211,8 = 49^\circ\text{C}.$$

Потери давления в СПП примем по 3% на каждую ступень:

$$p_0^{\text{цнд}} = 0,97 \cdot 0,97 \cdot 0,97 \cdot p_{\text{разд}} = 0,97 \cdot 0,97 \cdot 0,97 \cdot 0,338 = 0,308 \text{ МПа}.$$

Параметры пара на входе в ЦНД:

$$t_0^{\text{цнд}} = t_0 - 20 \div 25 = 285,8 - 25 = 260,8^\circ\text{C},$$

$$h_0^{\text{цнд}} = f(p_0^{\text{цнд}}, t_0^{\text{цнд}}) = 2990 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Параметры на входе в цилиндр низкого давления будут:

$$p_{\text{цнд}} = 0,299 \text{ МПа}; h_{\text{цнд}} = h_0^{\text{цнд}} = 2990 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$S_{\text{цнд}} = f(p_{\text{цнд}}, h_{\text{цнд}}) = 7,561 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}.$$

Процесс расширения пара в ЦНД.

Примем по прототипу КПД для ЦНД  $\eta_{oi} = 0,83$ .

Шестой отбор:

Энтальпия отбора в теоретическом процессе расширения:

$$h_{6t} = f(p_{\text{отб.6}}, S_{\text{цнд}}) = 2847 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Располагаемый теплоперепад:

$$H_0 = h_0 - h_{6t} = 2990 - 2847 = 143 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Действительный теплоперепад:

$$H_i = \eta_{oi} \cdot H_0 = 0,83 \cdot 143 = 119 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Действительная энтальпия:

$$h_6 = h_{\text{цнд}} - H_i = 2990 - 119 = 2871 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Седьмой отбор:

Энтальпия отбора в теоретическом процессе расширения:

$$h_{7t} = f(p_{\text{отб.7}}, S_{\text{цнд}}) = 2682 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Располагаемый теплоперепад:

$$H_0 = h_{\text{цнд}} - h_{7t} = 2990 - 2682 = 308 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Действительный теплоперепад:

$$H_i = \eta_{oi} \cdot H_0 = 0,83 \cdot 308 = 256 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Действительная энтальпия:

$$h_7 = h_{\text{цнд}} - H_i = 2990 - 256 = 2734 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Восьмой отбор:

Энтальпия отбора в теоретическом процессе расширения:

$$h_{8t} = f(p_{\text{отб.8}}, S_{\text{цнд}}) = 2520 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Располагаемый теплоперепад:

$$H_0 = h_{\text{цнд}} - h_{8t} = 2990 - 2520 = 470 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Действительный теплоперепад:

$$H_i = \eta_{oi} \cdot H_0 = 0,83 \cdot 470 = 390 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Действительная энтальпия:

$$h_8 = h_{\text{цнд}} - H_i = 2990 - 390 = 2600 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Параметры пара в конце процесса расширения пара в турбине:

Энтальпия отбора в теоретическом процессе расширения:

$$h_{kt} = f(p_k, S_{цнд}) = 2306 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Располагаемый теплоперепад:

$$H_0 = h_{цнд} - h_{kt} = 2990 - 2306 = 684 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Действительный теплоперепад:

$$H_i = \eta_{oi} \cdot H_0 = 0,83 \cdot 684 = 568 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Действительная энтальпия:

$$h_k = h_{цнд} - H_i = 2990 - 568 = 2422 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

$$x_{цнд} = f(h_k, S_{цнд}) = 0,929.$$

При данных параметрах нет возможности обеспечить допустимую степень сухости на выходе из ЦВД ( $x_{цвд} = f(h_5, S_{цвд}) = 0,8033$ ), обеспечив при этом допустимую степень сухости на выходе из ЦНД. Так как обеспечение допустимой степени сухости на выходе из ЦНД важнее, необходимо добиться степени сухости на выходе из ЦНД равной или выше 0,929, что и было сделано.

В подогревателях ПВД-1, ПВД-2, ПНД-1, ПНД-2, ПНД-3 и ПНД-4 установлены охладители дренажа (ОД):

Температурный напор в охладителях дренажа принимаем  $\Delta t_{од} = 10^\circ\text{C}$  [3, с.111].

$$t_{од1} = t_{пв2} + \Delta t_{од} = 200 + 10 = 210^\circ\text{C};$$

$$t_{од2} = t_{пн} + \Delta t_{од} = 175 + 10 = 185^\circ\text{C};$$

$$t_{од4} = t_{ок5} + \Delta t_{од} = 134,6 + 10 = 144,6^\circ\text{C};$$

$$t_{од5} = t_{ок6} + \Delta t_{од} = 110,2 + 10 = 120,2^\circ\text{C};$$

$$t_{од6} = t_{ок7} + \Delta t_{од} = 85,8 + 10 = 95,8^\circ\text{C};$$

$$t_{од7} = t_{ок8} + \Delta t_{од} = 61,4 + 10 = 71,4^\circ\text{C};$$



Энтальпия дренажа ОД:

$$h_{од1} = f(t_{од1}; p_{п1}) = 898 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{од2} = f(t_{од2}; p_{п2}) = 786 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{од4} = f(t_{од4}; p_{п4}) = 609 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{од5} = f(t_{од5}; p_{п5}) = 505 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{од6} = f(t_{од6}; p_{п6}) = 401 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{од7} = f(t_{од7}; p_{п7}) = 299 \text{ кДж/кг};$$

### 3.1.5 Определение коэффициентов недовыработки мощности и полного действительного использованного теплоперепада на турбину.

#### Построение сводной таблицы

Величина коэффициентов недовыработки мощности паром, идущим в j отбор турбины, определяется по формуле:

$$y_j = \frac{H_i - H_j}{H_i},$$

Где  $H_i$  – полный действительный теплоперепад на турбину.

$$H_1 = h_0 - h_1 = 2773 - 2638 = 135 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$H_2 = h_0 - h_2 = 2773 - 2563 = 210 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$H_3 = h_0 - h_3 = 2773 - 2499 = 274 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$H_4 = h_0 - h_4 = 2773 - 2424 = 349 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$H_5 = h_0 - h_5 = 2773 - 2339 = 434 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$H_6 = h_0 - h_5 + (h_{цнд} - h_6) = 2773 - 2339 + (2990 - 2871) = 553 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$H_7 = h_0 - h_5 + (h_{цнд} - h_7) = 2773 - 2339 + (2990 - 2734) = 690 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$H_8 = h_0 - h_5 + (h_{\text{цнд}} - h_8) = 2773 - 2339 + (2990 - 2600) = 824 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$H_i = H_i^{\text{цвд}} + H_i^{\text{цнд}} = 434 + 568 = 1002 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

$$y_1 = \frac{1002 - 135}{1002} = 0,865;$$

$$y_2 = \frac{1002 - 210}{1002} = 0,790;$$

$$y_3 = \frac{1002 - 274}{1002} = 0,727;$$

$$y_4 = \frac{1002 - 349}{1002} = 0,652;$$

$$y_5 = \frac{1002 - 434}{1002} = 0,567;$$

$$y_6 = \frac{1002 - 553}{1002} = 0,448;$$

$$y_7 = \frac{1002 - 690}{1002} = 0,311;$$

$$y_8 = \frac{1002 - 824}{1002} = 0,178;$$

$$y_k = \frac{1002 - 1002}{1002} = 0;$$

### 3.1.6 Предварительная проверка на индифферентную точку

Предварительная проверка на индифферентную точку [2, с. 466]:

$$\Delta h_{\text{инд}} = \alpha_{\text{пп}} \Delta h_{\text{пп}} \frac{H_{\text{р.ВД}}}{h_0 - h_{\text{пв}}};$$

В первом приближении примем:

$\alpha_{\text{пп}} = 0,75$  – доля пара, пошедшая на перегрев;

$\Delta h_{\text{пп}} = h_{\text{пп}} - h_c = 2990 - 2718 = 272$  кДж/кг – теплота,

расходуемая в ПТУ на промежуточный перегрев.

$h_{\text{пв}} = h_{\text{пв1}} = 969$  кДж/кг – энтальпия после последнего ПВД по ходу воды;

					ФЮРА.XXXXXXX.001.ПЗ	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

$$\alpha_1 = \alpha_2 = \alpha_3 = \alpha_4 = \alpha_5 = 0,05.$$

Тогда

$$\begin{aligned} H_{p.ВД} &= h_0 - h_1 + (1 - \alpha_1) \cdot (h_1 - h_2) + (1 - \alpha_1 - \alpha_2) \cdot (h_2 - h_3) + \\ &+ (1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3) \cdot (h_3 - h_4) + (1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4) \cdot (h_4 - h_{разд}) = \\ &= 2773 - 2638 + 0,95 \cdot (2638 - 2563) + 0,9 \cdot (2563 - 2499) + 0,85 \cdot \\ &(2499 - 2424) + 0,8 \cdot (2424 - 2339) = 396 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}. \end{aligned}$$

$$\Delta h_{инд} = 0,75 \cdot 272 \cdot \frac{396}{2773 - 969} = 45 \text{ кДж/кг};$$

Так как  $\Delta h_{инд} < h_{пп} - h_6$ , то использование регенеративного подогревателя Пб увеличивает тепловую экономичность ПТУ.

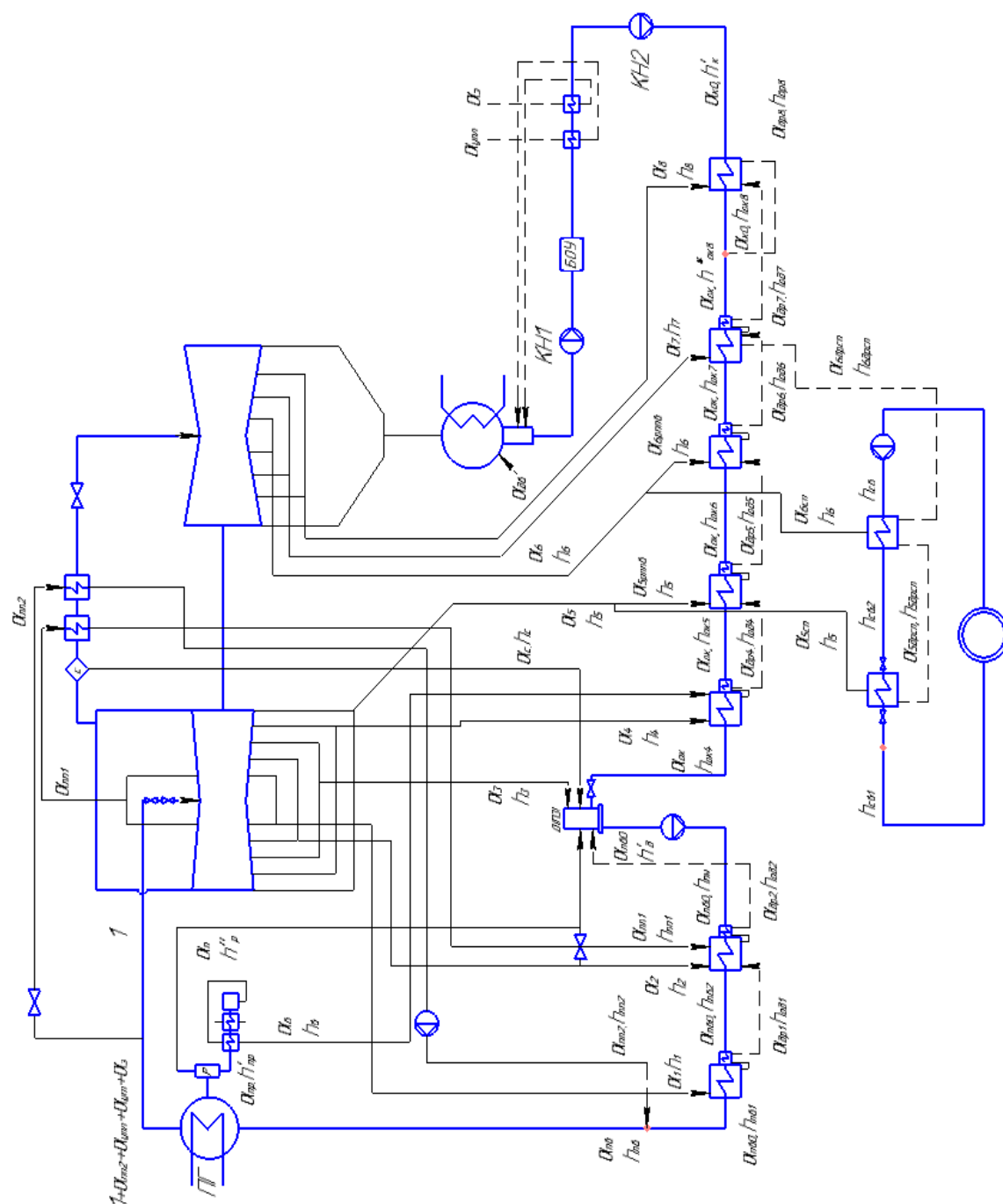


Рисунок 3.3- Принципиальная схема рассчитываемой установки

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

ФЮРА.XXXXXXX.001.ПЗ

Лист

52

Точка процесса в турбине	Элементы тепловой схемы	Пар в турбине(отборе)		Пар в подогрев ателе	Конденсат греющего пара		Охладитель дренажа		Питательная вода, основной конденсат			Удельная работа отбора	Коэффициент недовыработк и	
		$P_{отб}$ МПа	$h_{отб}$ кДж/кг		$P_n$ МПа	$t_n$ $^{\circ}C$	$h'$ кДж/кг	$t_{\infty}$ $^{\circ}C$	$h_{\infty}$ кДж/кг	$t_{нг,ок}$ $^{\circ}C$	$P_{нг,ок}$ МПа			$h_{нг,ок}$ кДж/кг
0		7	2773	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
0'		6,72	2773	-	-	-	-	-	-	-	-	0	1	
1	П1	2,89	2638	2,8	230	991	210	898	225	9,1	969	135	0,865	
2	П2	1,777	2563	1,724	205	875	185	786	200	9,1	856	210	0,790	
3	Д(П3)	1,131	2499	0,87	174	736	-	-	174	0,87	736	274	0,727	
4	П4	0,654	2424	0,634	161	680	144,6	609	159	1,131	671	349	0,652	
5	П5	0,338	2339	0,328	136,6	575	120,2	505	134,6	1,131	567	434	0,567	
	С	0,328	2718	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,567	
	ПП1	2,89	2889	0,318	231,8	999	-	-	-	-	-	-	0,865	
	ПП2	7	2990	0,308	285,8	1253	-	-	-	-	-	-	-	
6	П6	0,159	2871	0,154	112,2	470	95,8	401	110,2	1,131	463	553	0,448	
7	П7	0,067	2734	0,065	87,8	369	71,4	299	85,8	1,131	360	690	0,311	
8	П8	0,024	2600	0,023	63,4	264	-	-	61,4	1,131	258	824	0,178	
К'	К	-	2422	0,005	33	138	-	-	33	0,005	138	1002	0	
	ВСП	0,338	2339	0,328	136,6	575			130	1,5	547			
	НСП	0,159	2871	0,154	112,2	470			105	1,5	440			

Таблица 3.1 – параметры пара, конденсата и воды

### 3.1.7 Расчет схемы отпуска теплоты на отопление

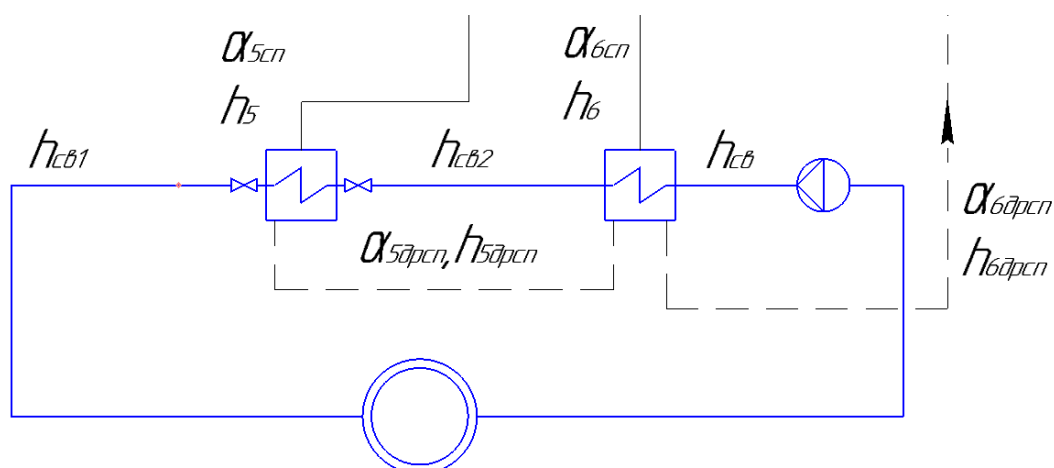


Рисунок 3.4- Схема сетевой установки

Температурный график теплофикационной установки: 130/70 °С

Давление, создаваемое сетевым насосом:  $p_{сн} = 1,2 \text{ МПа}$

Найдем расход сетевой воды с учетом известной тепловой нагрузки энергоблока:

$$G_{св} = \frac{Q}{h_{под} - h_{обр}} = \frac{50 \cdot 10^3}{547 - 294} = 197,63 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$h_{под} = f(p_{сн}, t_{под}) = 547 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

$$h_{обр} = f(p_{сн}, t_{обр}) = 294 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

С учетом температурного графика выберем уже рассчитанные отборы из турбины: пятый и шестой отборы на первый и второй сетевой нагреватель соответственно.

Параметры 5-го отбора:

$$p_{отб5} = 0,338 \text{ МПа},$$

$$h_5 = 2339 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

$$t_5 = 136,6^\circ\text{C}.$$

Давление в 1-ом сетевом нагревателе с учетом потерь в трубопроводе:

$$p_{\text{сн1}} = \frac{0,338}{1,03} = 0,328 \text{ МПа.}$$

Температурный напор в 1-ом сетевом подогревателе примем 6,6°C:

$$t_{\text{св1}} = t_4 - 6,6 = 130^\circ\text{C.}$$

Параметры 6-го отбора:

$$p_{\text{отб6}} = 0,159 \text{ МПа,}$$

$$h_6 = 2871 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

$$t_6 = 112,2^\circ\text{C.}$$

Давление во 2-ом сетевом нагревателе с учетом потерь в трубопроводе:

$$p_{\text{сн2}} = \frac{0,159}{1,03} = 0,154 \text{ МПа.}$$

Температурный напор во 2-ом сетевом подогревателе примем 5,6°C:

$$t_{\text{св2}} = t_6 - 7,2 = 105^\circ\text{C.}$$

Подогрев 2-го сетевого подогревателя составляет:

$$\Delta t_{\text{сп2}} = t_{\text{св2}} - t_{\text{обр}} = 105 - 70 = 35^\circ\text{C.}$$

Подогрев 1-го сетевого подогревателя составляет:

$$\Delta t_{\text{сп1}} = t_{\text{св1}} - t_{\text{св2}} = 130 - 105 = 25^\circ\text{C.}$$

Расчет балансов ТфУ:

$$h_{\text{св1}} = f(t_{\text{св1}}) = 547 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

$$h_{\text{св2}} = f(t_{\text{св2}}) = 440 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Баланс 1-го сетевого подогревателя:

$$G_{\text{св}}(h_{\text{сп1}} - h_{\text{сп2}}) = G_{5\text{сп}}(h_5 - h_{5\text{дрсп}}) \cdot 0,98$$

$$h_{5\text{дрсп}} = f(p_{\text{сн1}}) = 575 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Подставив известные величины в уравнение найдем расход пара из четвертого отбора турбины на сетевой подогреватель:

$$G_{5\text{сп}} = G_{5\text{дрсп}} = 12,23 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Баланс 2-го сетевого подогревателя:

$$G_{\text{св}}(h_{\text{сп2}} - h_{\text{обр}}) = [G_{6\text{сп}} \cdot (h_6 - h_{6\text{дрсп}}) + G_{5\text{дрсп}} \cdot (h_{5\text{дрсп}} - h_{6\text{дрсп}})] \cdot 0,98$$

$$h_{6\text{дрсп}} = f(p_{\text{сн2}}) = 470 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Подставив известные величины в уравнение найдем расход пара из четвертого отбора турбины на сетевой подогреватель:

$$G_{6\text{сп}} = 11,73 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Дренаж второго сетевого подогревателя будет равен:

$$G_{6\text{дрсп}} = G_{5\text{дрсп}} + G_{6\text{сп}} = 23,96 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Примем расход пара на турбину  $G_0 = 2004 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$

Тогда:

$$\alpha_{5\text{сп}} = \frac{12,23}{2004} = 0,0061,$$

$$\alpha_{6\text{сп}} = \frac{11,73}{2004} = 0,0059,$$

$$\alpha_{6\text{дрсп}} = \frac{23,96}{2004} = 0,012.$$

### 3.1.8 Уравнения материального и теплового баланса вспомогательных элементов тепловой схемы

#### Расширитель непрерывной продувки

Цель расчета расширителя заключается в определении относительных расходов пара  $\alpha_p$  и воды  $\alpha_v$  по принятому расходу продувочной воды  $\alpha_{np}$  на основе решения уравнений материального и теплового балансов.



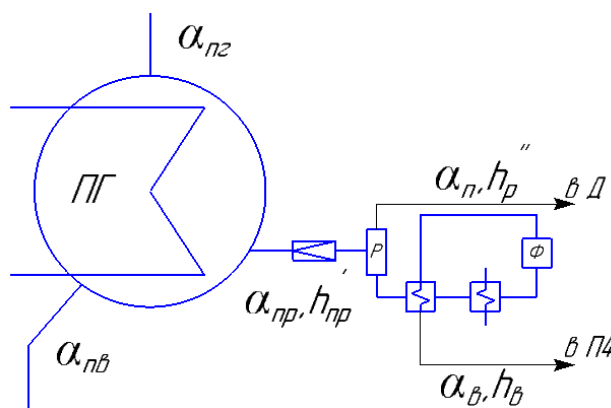


Рисунок 3.5- Схемы расширителя, охладителя и дохладителя непрерывной продувки ПГ

$$\begin{cases} \alpha_{\text{пр}} = \alpha_{\text{п}} + \alpha_{\text{в}} \\ \alpha_{\text{пр}} \cdot h'_{\text{пр}} \cdot \eta_{\text{р}} = \alpha_{\text{п}} \cdot h''_{\text{р}} + \alpha_{\text{в}} \cdot h'_{\text{в}} \end{cases}$$

где  $\alpha_{\text{пр}}$  - относительный расход продувочной воды. Принимается равным 0,005 - 0,03 при восполнении потерь рабочего тела химически очищенной водой. Примем  $\alpha_{\text{пр}} = 0,005$ .

$h'_{\text{пр}} = f(p_{\text{пг}}) = 1336$  кДж/кг – энтальпия продувочной воды, определяется для состояния насыщения при давлении в парогенераторе  $p_{\text{пг}} = 1,2 \cdot p_0 = 8,4$  МПа.

$h'_{\text{в}} = 746$  кДж/кг;  $h''_{\text{р}} = 2774$  кДж/кг – энтальпии пара и воды на выходе из расширителя, определяются для состояния насыщения при давлении в расширителе, которое из-за гидравлических потерь в трубопроводе на 2...8% выше давления в деаэраторе,  $p_{\text{р}} = 1,02 - 1,08 \cdot p_{\text{д}}$ . Примем  $p_{\text{р}} = 1,05 \cdot p_{\text{д}} = 1,05 \cdot 0,87 = 0,9135$  МПа.

$\eta_{\text{р}} = 0,99$  – КПД расширителя.

$$\begin{cases} 0,005 = \alpha_{\text{п}} + \alpha_{\text{в}} \\ 0,005 \cdot 1336 \cdot 0,99 = \alpha_{\text{п}} \cdot 2774 + \alpha_{\text{в}} \cdot 746 \end{cases}$$

$$\begin{cases} \alpha_{\text{п}} = 0,0014; \\ \alpha_{\text{в}} = 0,0036; \end{cases}$$

Давление продувочной воды, идущей в П4:

$$p_{\text{в}} = p_{\text{отб4}} = 0,654 \text{ МПа};$$

Температура продувочной воды, идущей в П4:

$$t_b = t_s(p_p) - \Theta_p = 162,2 - 15 = 147,2^\circ\text{C},$$

где  $t_s(p_p)$  – температура насыщения при давлении  $p_p$  в расширителе,  
 $\Theta_p$  – температурный напор в охладителе продувки, примем  $\Theta_p = 15^\circ\text{C}$ .

$$h_b = f(t_b; p_b) = 620 \text{ кДж/кг};$$

### Охладители эжекторов (ОЭ) и уплотнений (ОУ)

Они служат для конденсации пара из эжекторов и уплотнений турбины, при этом проходящий через них основной конденсат  $\alpha_{ок}$  подогревается.

$$t_{ок}^* = t_{кс} + \Delta t_{оэ} + \Delta t_{эу} = 37^\circ\text{C};$$

Энтальпия основного конденсата после ОЭ и ЭУ:

$$h_{ок}^* = 4,19 \cdot 37 = 155 \text{ кДж/кг};$$

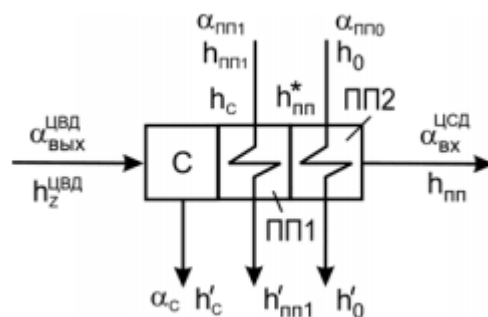


Рисунок 3.6- Расчетная схема двухступенчатого сепаратора-пароперегревателя

### Сепаратор (С)

Он производит осушку пара, отработавшего в ЦВД. Относительный расход сепарата, отводимого из сепаратора

$$\alpha_c = \frac{x_{вых} - x_{вх}}{x_{вых}} \cdot \alpha_{цвд\_вых},$$

где  $x_{вых}, x_{вх}$  – значения степени сухости пара на выходе из сепаратора и на входе в него.

$$x_{вых} = 0,995;$$

$$x_{вх} = 1 - y_{разд} = 0,8033;$$

$$\alpha_{цвд\_вых} = 1 - \sum \alpha_j^{цвд} - \text{относительный расход пара на выходе из ЦВД}$$

(на входе в сепаратор);

$\sum \alpha_j^{\text{ЦВД}} = \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 + \alpha_4 + \alpha_5 + \alpha_{\text{пп1}}$  – сумма относительных расходов пара в отборы ЦВД.

$\alpha_{\text{цнд}} = \alpha_{\text{вых}}^{\text{ЦВД}} - \alpha_c$  – относительный расход пара на входе в ЦНД.

### ПП1

Тепловой баланс первой ступени перегревателя:

$$\alpha_{\text{пп1}} \cdot (h_1 - h'_{\text{пп1}}) \cdot \eta_{\text{пп}} = \alpha_{\text{цнд}} \cdot (h_{\text{пп1}} - h_c);$$

Тепловой баланс второй ступени перегревателя

$$\alpha_{\text{пп2}} \cdot (h_0 - h'_{\text{пп2}}) \cdot \eta_{\text{пп}} = \alpha_{\text{цнд}} \cdot (h_{\text{пп2}} - h_{\text{пп1}});$$

В этих уравнениях:

$\alpha_{\text{пп1}}$  – относительный расход греющего пара из отбора на первую ступень ПП;

$\eta_{\text{пп}} = 0,98$  – КПД промежуточного пароперегревателя (поверхностного подогревателя). Принимается равным 0,98 [3, с. 215].

$\alpha_{\text{пп2}}$  – относительный расход свежего пара на вторую ступень ПП.

### Общие уравнения материального баланса

#### Материальные балансы по пару

Относительный расход пара на турбину  $\alpha_0 = 1$ .

Относительный расход пара на турбоустановку АЭС определяется как:

$$\alpha_{\text{ту}} = \alpha_0 + \alpha_{\text{пп2}};$$

Относительный расход пара из парогенерирующей установки равен:

$$\alpha_{\text{пг}} = \alpha_{\text{ту}} + \alpha_{\text{ут}} + \alpha_{\text{упл}} + \alpha_{\text{э}},$$

где  $\alpha_{\text{упл}} = 0,005 - 0,012$  – относительный расход пара на уплотнений турбины [3, с.216]. Примем  $\alpha_{\text{упл}} = 0,01$ .

$\alpha_{\text{ут}}$  – относительный расход утечек. Принимается  $\alpha_{\text{ут}} = 0,01$  [3, с.217].

$\alpha_{\text{э}}$  – относительный расход пара на эжекторы. Принимается: 0,002 – 0,003 [3, с.217]. Примем  $\alpha_{\text{э}} = 0,003$ .

## Материальные балансы по воде

Относительный расход питательной воды в парогенерирующую установку определяется как:

$$\alpha_{\text{пв}} = \alpha_{\text{пг}} + \alpha_{\text{пр}} = \alpha_0 + \alpha_{\text{ут}} + \alpha_{\text{упл}} + \alpha_{\text{пп2}} + \alpha_{\text{пр}} + \alpha_{\text{э}};$$

Материальный баланс добавочной воды:

$$\alpha_{\text{дв}} = \alpha_{\text{ут}} = 0,01.$$

### 3.1.9 Уравнения материального и теплового балансов теплообменников регенеративной системы

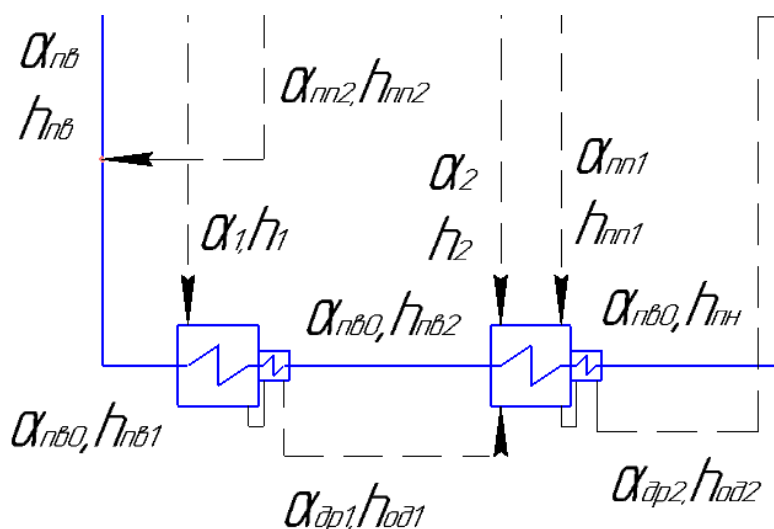


Рисунок 3.7- Расчетная схема треста питательной воды

Точка смешения:

$$\begin{cases} \alpha_{\text{пв0}} \cdot h_{\text{пв1}} + \alpha_{\text{пп2}} \cdot h'_{\text{пп2}} = \alpha_{\text{пв}} \cdot h_{\text{пв}}; \\ \alpha_{\text{пв}} = \alpha_{\text{пв0}} + \alpha_{\text{ппп2}} \end{cases}$$

П1:

$$\begin{cases} \eta_{\text{п}} \cdot \alpha_1 \cdot (h_1 - h_{\text{од1}}) = \alpha_{\text{пв0}} \cdot (h_{\text{пв1}} - h_{\text{пв2}}); \\ \alpha_{\text{др1}} = \alpha_1 \end{cases}$$

$\eta_{\text{п}}$  – КПД смешивающего подогревателя, примем 0,98 [2, с. 220].

П2

$$\begin{cases} \eta_{\text{п}} \cdot (\alpha_{\text{др1}} \cdot (h_{\text{од1}} - h_{\text{од2}}) + \alpha_2 \cdot (h_2 - h_{\text{од2}}) + \alpha_{\text{пп1}} \cdot (h'_{\text{пп1}} - h_{\text{од2}})) = \alpha_{\text{пв0}} \cdot (h_{\text{пв2}} - h_{\text{пн}}); \\ \alpha_{\text{др2}} = \alpha_{\text{др1}} + \alpha_2 + \alpha_{\text{пп1}} \end{cases}$$

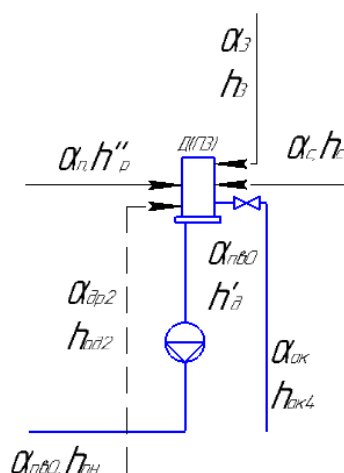


Рисунок 3.8- Расчетная схема деаэратора

Д:

$$\begin{cases} \eta_c \cdot (\alpha_{др2} \cdot h_{од2} + \alpha_{п} \cdot h''_{п} + \alpha_3 \cdot h_3 + \alpha_c \cdot h'_c + \alpha_{ок} \cdot h_{ок4}) = \alpha_{пв0} \cdot h'_{пв0}; \\ \alpha_{пв0} = \alpha_{ок} + \alpha_3 + \alpha_c + \alpha_{п} + \alpha_{др2} \end{cases}$$

$\eta_c$  – КПД смешивающего подогревателя, примем 0,98 [3, с. 221].

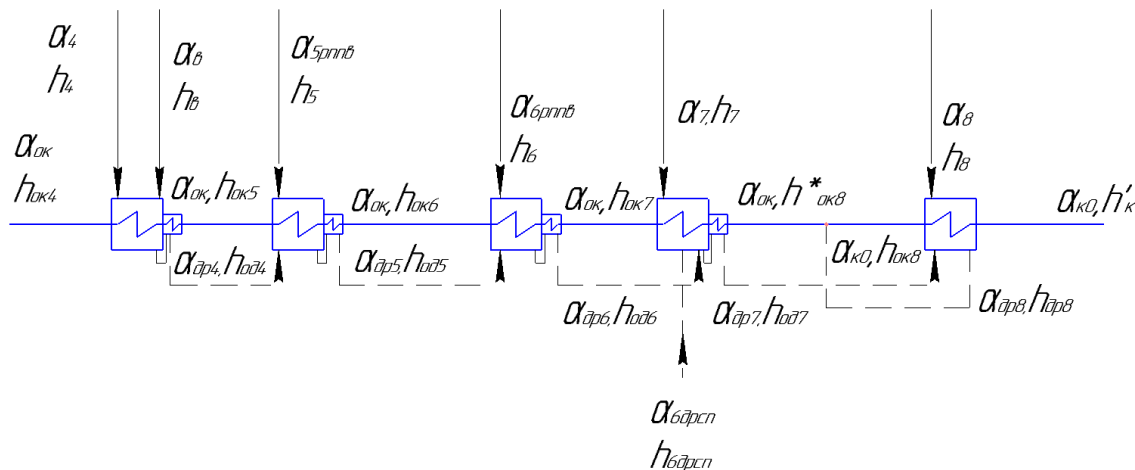


Рисунок 3.9- Расчетная схема тракта основного конденсата

П4:

$$\begin{cases} \eta_{п} \cdot (\alpha_{в} \cdot (h_{в} - h_{од4}) + \alpha_4 \cdot (h_4 - h_{од4})) = \alpha_{ок} \cdot (h_{ок4} - h_{ок5}); \\ \alpha_{др4} = \alpha_{в} + \alpha_4 \end{cases}$$

П5:

$$\left\{ \begin{array}{l} \eta_{\text{п}} \cdot (\alpha_{\text{др4}} \cdot (h_{\text{од4}} - h_{\text{од5}}) + \alpha_{5\text{рппв}} \cdot (h_5 - h_{\text{од5}})) = \alpha_{\text{ок}} \cdot (h_{\text{ок5}} - h_{\text{ок6}}); \\ \alpha_{\text{др5}} = \alpha_{\text{др4}} + \alpha_{5\text{рппв}} \end{array} \right.$$

П6:

$$\left\{ \begin{array}{l} \eta_{\text{п}} \cdot (\alpha_{\text{др5}} \cdot (h_{\text{од5}} - h_{\text{од6}}) + \alpha_{6\text{рппв}} \cdot (h_6 - h_{\text{од6}})) = \alpha_{\text{ок}} \cdot (h_{\text{ок6}} - h_{\text{ок7}}) \\ \alpha_{\text{др6}} = \alpha_{\text{др5}} + \alpha_{6\text{рппв}} \end{array} \right.$$

П7:

$$\left\{ \begin{array}{l} \eta_{\text{п}} \cdot (\alpha_{\text{др6}} \cdot (h_{\text{од6}} - h_{\text{од7}}) + \alpha_7 \cdot (h_7 - h_{\text{од7}}) + \alpha_{6\text{дрсп}} \cdot (h_{6\text{дрсп}} - h_{\text{од7}})) = \alpha_{\text{ок}} \cdot (h_{\text{ок7}} - h'_{\text{ок8}}) \\ \alpha_{\text{др7}} = \alpha_{\text{др6}} + \alpha_7 + \alpha_{6\text{дрсп}} \end{array} \right.$$

Точка смешения:

$$\alpha_{\text{к0}} \cdot h_{\text{ок8}} + \alpha_{\text{др8}} \cdot h_{\text{др8}} = \alpha_{\text{ок}} h'_{\text{ок8}};$$

$$\alpha_{\text{к0}} + \alpha_{\text{др8}} = \alpha_{\text{ок}}$$

П8:

$$\left\{ \begin{array}{l} \eta_{\text{п}} \cdot (\alpha_{\text{др7}} \cdot (h_{\text{од7}} - h_{\text{др8}}) + \alpha_8 \cdot (h_8 - h_{\text{др8}})) = \alpha_{\text{к0}} \cdot (h_{\text{ок8}} - h'_{\text{к}}) \\ \alpha_{\text{др8}} = \alpha_{\text{др7}} + \alpha_8 \end{array} \right.$$

Материальный баланс в конденсаторе:

$$\alpha_{\text{к0}} = \alpha_{\text{к}} + \alpha_{\text{э}} + \alpha_{\text{упл}} + \alpha_{\text{ут}},$$

где  $\alpha_{\text{к}} = 1 - \alpha_1 - \alpha_{\text{пп1}} - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_{\text{с}} - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7 - \alpha_8$ .

Полученная система уравнений:

$$\begin{aligned}
& \alpha_{\text{пв0}} \cdot h_{\text{пв1}} + \alpha_{\text{пп2}} \cdot h'_{\text{пп2}} = \alpha_{\text{пв}} \cdot h_{\text{пв}} \\
& \alpha_{\text{пв}} = \alpha_{\text{пв0}} + \alpha_{\text{ппп2}} \\
& \eta_{\text{п}} \cdot \alpha_1 \cdot (h_1 - h_{\text{од1}}) = \alpha_{\text{пв0}} \cdot (h_{\text{пв1}} - h_{\text{пв2}}) \\
& \alpha_{\text{др1}} = \alpha_1 \\
& \eta_{\text{п}} \cdot (\alpha_{\text{др1}} \cdot (h_{\text{од1}} - h_{\text{од2}}) + \alpha_2 \cdot (h_2 - h_{\text{од2}}) + \alpha_{\text{пп1}} \cdot (h'_{\text{пп1}} - h_{\text{од2}})) = \alpha_{\text{пв0}} \cdot (h_{\text{пв2}} - h_{\text{пн}}) \\
& \alpha_{\text{др2}} = \alpha_{\text{др1}} + \alpha_2 + \alpha_{\text{пп1}} \\
& \eta_{\text{с}} \cdot (\alpha_{\text{др2}} \cdot h_{\text{од2}} + \alpha_{\text{п}} \cdot h''_{\text{р}} + \alpha_3 \cdot h_3 + \alpha_{\text{с}} \cdot h'_{\text{с}} + \alpha_{\text{ок}} \cdot h_{\text{ок4}}) = \alpha_{\text{пв0}} \cdot h'_{\text{д}} \\
& \alpha_{\text{пв0}} = \alpha_{\text{ок}} + \alpha_3 + \alpha_{\text{с}} + \alpha_{\text{п}} + \alpha_{\text{др2}} \\
& \eta_{\text{п}} \cdot (\alpha_{\text{в}} \cdot (h_{\text{в}} - h_{\text{од4}}) + \alpha_4 \cdot (h_4 - h_{\text{од4}})) = \alpha_{\text{ок}} \cdot (h_{\text{ок4}} - h_{\text{ок5}}) \\
& \alpha_{\text{др4}} = \alpha_{\text{в}} + \alpha_4 \\
& \eta_{\text{п}} \cdot (\alpha_{\text{др4}} \cdot (h_{\text{од4}} - h_{\text{од5}}) + \alpha_{5\text{рппв}} \cdot (h_5 - h_{\text{од5}})) = \alpha_{\text{ок}} \cdot (h_{\text{ок5}} - h_{\text{ок6}}) \\
& \alpha_{\text{др5}} = \alpha_{\text{др4}} + \alpha_{5\text{рппв}} \\
& \eta_{\text{п}} \cdot (\alpha_{\text{др5}} \cdot (h_{\text{од5}} - h_{\text{од6}}) + \alpha_{6\text{рппв}} \cdot (h_6 - h_{\text{од6}})) = \alpha_{\text{ок}} \cdot (h_{\text{ок6}} - h_{\text{ок7}}) \\
& \alpha_{\text{др6}} = \alpha_{\text{др5}} + \alpha_{6\text{рппв}} \\
& \eta_{\text{п}} \cdot (\alpha_{\text{др6}} \cdot (h_{\text{од6}} - h_{\text{од7}}) + \alpha_7 \cdot (h_7 - h_{\text{од7}}) + \alpha_{6\text{дрсп}} \cdot (h_{6\text{дрсп}} - h_{\text{од7}})) = \alpha_{\text{ок}} \cdot (h_{\text{ок7}} - h'_{\text{ок8}}) \\
& \alpha_{\text{др7}} = \alpha_{\text{др6}} + \alpha_7 + \alpha_{6\text{дрсп}} \\
& \alpha_{\text{к0}} \cdot h_{\text{ок8}} + \alpha_{\text{др8}} \cdot h_{\text{др8}} = \alpha_{\text{ок}} h'_{\text{ок8}} \\
& \alpha_{\text{ок}} = \alpha_{\text{к0}} + \alpha_{\text{др8}} \\
& \eta_{\text{п}} \cdot (\alpha_{\text{др7}} \cdot (h_{\text{од7}} - h_{\text{др8}}) + \alpha_8 \cdot (h_8 - h_{\text{др8}})) = \alpha_{\text{к0}} \cdot (h_{\text{ок8}} - h'_{\text{к}}) \\
& \alpha_{\text{др8}} = \alpha_{\text{др7}} + \alpha_8 \\
& \alpha_{\text{к}} = 1 - \alpha_1 - \alpha_{\text{пп1}} - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_{\text{с}} - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7 - \alpha_8 \\
& \alpha_{\text{пп1}} \cdot (h_1 - h'_{\text{пп1}}) \cdot \eta_{\text{пп}} = \alpha_{\text{цнд}} \cdot (h_{\text{пп1}} - h_{\text{с}}) \\
& \alpha_{\text{пп2}} \cdot (h_0 - h'_{\text{пп2}}) \cdot \eta_{\text{пп}} = \alpha_{\text{цнд}} \cdot (h_{\text{пп2}} - h_{\text{пп1}}) \\
& \alpha_{\text{с}} = \frac{x_{\text{вых}} - x_{\text{вх}}}{x_{\text{вых}}} \cdot (1 - \alpha_1 - \alpha_{\text{пп1}} - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_5) \\
& \alpha_{\text{цнд}} = 1 - \alpha_1 - \alpha_{\text{пп1}} - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_{\text{с}} - \alpha_5 \\
& \alpha_5 = \alpha_{5\text{рппв}} + \alpha_{5\text{сп}} \\
& \alpha_6 = \alpha_{6\text{рппв}} + \alpha_{6\text{сп}} \\
& \alpha_{\text{пв0}} = 1 + \alpha_{\text{ут}} + \alpha_{\text{упл}} + \alpha_{\text{пр}} + \alpha_{\text{э}}
\end{aligned}$$

Подставив в систему известные величины и используя ЭВМ получим решение системы:

$$\begin{aligned}
h_{\text{пв}} &= 979 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}, \\
h'_{\text{ок8}} &= 260 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};
\end{aligned}$$

Доля пара, отбираемого из турбины, сепаратора и на перегрев второй ступени ПП:

					ФЮРА.XXXXXXX.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		63

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_{пп2} = 0,0382 \\ \alpha_1 = 0,0681 \\ \alpha_{пп1} = 0,0600 \\ \alpha_2 = 0,0523 \\ \alpha_3 = 0,0391 \\ \alpha_4 = 0,0391 \\ \alpha_5 = 0,0433 \\ \alpha_{5рппв} = 0,0372 \\ \alpha_c = 0,1345 \\ \alpha_{цнд} = 0,5636 \\ \alpha_6 = 0,0312 \\ \alpha_{6рппв} = 0,0253 \\ \alpha_7 = 0,0230 \\ \alpha_8 = 0,0246 \end{array} \right.$$

Относительный расход воды в характерных точках:

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_{пв0} = 1,028 \\ \alpha_{пв} = 1,0662 \\ \alpha_{др1} = 0,0681 \\ \alpha_{др2} = 0,1804 \\ \alpha_{др4} = 0,0427 \\ \alpha_{др5} = 0,0799 \\ \alpha_{др6} = 0,1052 \\ \alpha_{др7} = 0,1402 \\ \alpha_{др8} = 0,1648 \\ \alpha_{к0} = 0,5078 \\ \alpha_k = 0,4848 \\ \alpha_{ок} = 0,6726 \end{array} \right.$$

Расход пара из парогенерирующей установки:

$$\alpha_{пг} = \alpha_{ту} + \alpha_{ут} + \alpha_{упл} + \alpha_э = 1,0382 + 0,01 + 0,01 + 0,003 = 1,0612.$$

Проведем проверку:

Проверка баланса по пару:

$$\begin{aligned} \alpha_k &= 1 - \alpha_1 - \alpha_{пп1} - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_c - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7 - \alpha_8 = \\ &= 1 - 0,0681 - 0,06 - 0,0523 - 0,0391 - 0,0391 - 0,1345 - 0,0433 \\ &\quad - 0,0312 - 0,023 - 0,0246 = 0,4848. \end{aligned}$$

Проверка баланса по воде:

$$\alpha_k = \alpha_{пв} - \alpha_{пп2} - \alpha_1 - \alpha_{пп1} - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_c - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7 - \alpha_8 - \alpha_в -$$



$$\begin{aligned}
& -\alpha_{\text{п}} - \alpha_{\text{упл}} - \alpha_{\text{ут}} - \alpha_3 = \\
& = 1,0662 - 0,0382 - 0,0681 - 0,06 - 0,0523 - 0,0391 - 0,0391 - 0,1345 \\
& \quad - 0,0433 - 0,0312 - 0,023 - 0,0246 - 0,0036 - 0,0014 \\
& \quad - 0,01 - 0,01 - 0,003 = 0,4848.
\end{aligned}$$

**Определение расхода пара на турбину:**

$$\begin{aligned}
G_0 &= \frac{N_3 \cdot 10^3}{H_i \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{г}} \cdot (1 - \sum \alpha_i \cdot y_i - \alpha_{\text{пп1}} \cdot y_{\text{пп1}} - \alpha_c \cdot y_c)} \\
G_0 &= \frac{1300 \cdot 10^3}{1002 \cdot 0,98 \cdot 0,99 \cdot (1 - 0,0681 \cdot 0,865 - 0,0523 \cdot 0,79 - 0,0391 \cdot 0,727 - \\
& \quad - 0,0391 \cdot 0,652 - 0,0433 \cdot 0,567 - 0,312 \cdot 0,448 - 0,023 \cdot 0,311 - \\
& \quad - 0,0246 \cdot 0,178 - 0,06 \cdot 0,567 - 0,1345 \cdot 0,865)} = 2003 \text{ кг/с.}
\end{aligned}$$

**Проверка на индифферентную точку**

$$\Delta h_{\text{инд}} = \alpha_{\text{пп}} \Delta h_{\text{пп}} \frac{H_{\text{р.ВД}}}{h_0 - h_{\text{пв}}};$$

$\alpha_{\text{пп}} = 1 - \alpha_1 - \alpha_{\text{пп1}} - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_c = 1 - 0,0681 -$   
 $- 0,06 - 0,0523 - 0,0391 - 0,0391 - 0,0433 - 0,1345 = 0,5636$  –доля  
пара, пошедшая на перегрев;

$\Delta h_{\text{пп}} = h_{\text{пп}} - h_c = 2990 - 2718 = 272 \text{ кДж/кг}$  –теплота,  
расходуемая в ПТУ на промежуточный перегрев.

$h_{\text{пв}} = 979 \text{ кДж/кг}$  –энтальпия питательной воды;

$$\begin{aligned}
H_{\text{р.ВД}} &= h_0 - h_1 + (1 - \alpha_1 - \alpha_{\text{пп1}}) \cdot (h_1 - h_2) + (1 - \alpha_1 - \alpha_{\text{пп1}} - \alpha_2) \cdot \\
& \quad \cdot (h_2 - h_3) + (1 - \alpha_1 - \alpha_{\text{пп1}} - \alpha_2 - \alpha_3) \cdot (h_3 - h_4) + \\
& \quad + (1 - \alpha_1 - \alpha_{\text{пп1}} - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4) \cdot (h_4 - h_{5\text{разд}}) = \\
& = 2773 - 2638 + (1 - 0,0681 - 0,06) \cdot (2638 - 2563) + \\
& \quad + (1 - 0,0681 - 0,06 - 0,0523) \cdot (2563 - 2499) + \\
& \quad + (1 - 0,0681 - 0,06 - 0,0523 - 0,0391) \cdot (2499 - 2424) + \\
& \quad + (1 - 0,0681 - 0,06 - 0,0523 - 0,0391 - 0,0391) \cdot (2424 - 2339) =
\end{aligned}$$

$$= 374 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

$$\Delta h_{\text{инд}} = 0,5636 \cdot 272 \cdot \frac{374}{2773 - 979} = 32 \text{ кДж/кг};$$

Так как  $\Delta h_{\text{инд}} < h_{\text{пп}} - h_6$ , то использование регенеративного подогревателя Пб увеличивает тепловую экономичность ПТУ.

#### Расходы пара и воды в характерных точках:

$$G_{\text{пв}} = \alpha_{\text{пв}} \cdot G_0 = 1,0662 \cdot 2003 = 2135,6 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{пп2}} = \alpha_{\text{пп2}} \cdot G_0 = 0,0382 \cdot 2003 = 76,5 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{ту}} = (1 + \alpha_{\text{пп2}}) \cdot G_0 = 1,0382 \cdot 2003 = 2079,5 \text{ кг/с};$$

$$G_1 = \alpha_1 \cdot G_0 = 0,0681 \cdot 2003 = 136,4 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{пп1}} = \alpha_{\text{пп1}} \cdot G_0 = 0,06 \cdot 2003 = 120,2 \text{ кг/с};$$

$$G_2 = \alpha_2 \cdot G_0 = 0,0523 \cdot 2003 = 104,8 \text{ кг/с};$$

$$G_3 = \alpha_3 \cdot G_0 = 0,0391 \cdot 2003 = 78,3 \text{ кг/с};$$

$$G_4 = \alpha_4 \cdot G_0 = 0,0391 \cdot 2003 = 78,3 \text{ кг/с};$$

$$G_5 = \alpha_5 \cdot G_0 = 0,0433 \cdot 2003 = 86,7 \text{ кг/с};$$

$$G_{5\text{рппв}} = \alpha_{5\text{рппв}} \cdot G_0 = 0,0372 \cdot 2003 = 74,5 \text{ кг/с};$$

$$G_c = \alpha_c \cdot G_0 = 0,1345 \cdot 2003 = 269,4 \text{ кг/с};$$

$$G_6 = \alpha_6 \cdot G_0 = 0,0312 \cdot 2003 = 62,5 \text{ кг/с};$$

$$G_{6\text{рппв}} = \alpha_{6\text{рппв}} \cdot G_0 = 0,0253 \cdot 2003 = 50,7 \text{ кг/с};$$

$$G_7 = \alpha_7 \cdot G_0 = 0,023 \cdot 2003 = 46,1 \text{ кг/с};$$

$$G_8 = \alpha_8 \cdot G_0 = 0,0246 \cdot 2003 = 49,3 \text{ кг/с};$$

$$G_k = \alpha_k \cdot G_0 = 0,4848 \cdot 2003 = 971 \text{ кг/с};$$

$$G_{k0} = \alpha_{k0} \cdot G_0 = 0,5078 \cdot 2003 = 1017 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{пв0}} = \alpha_{\text{пв0}} \cdot G_0 = 1,028 \cdot 2003 = 2059 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{др1}} = \alpha_{\text{др1}} \cdot G_0 = 0,0681 \cdot 2003 = 136,4 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{др2}} = \alpha_{\text{др2}} \cdot G_0 = 0,1804 \cdot 2003 = 361,3 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{др4}} = \alpha_{\text{др4}} \cdot G_0 = 0,0427 \cdot 2003 = 85,5 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{др5}} = \alpha_{\text{др5}} \cdot G_0 = 0,0799 \cdot 2003 = 160 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{др6}} = \alpha_{\text{др6}} \cdot G_0 = 0,1052 \cdot 2003 = 210,7 \text{ кг/с}$$

$$G_{\text{др7}} = \alpha_{\text{др7}} \cdot G_0 = 0,1402 \cdot 2003 = 280,8 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{др8}} = \alpha_{\text{др8}} \cdot G_0 = 0,1648 \cdot 2003 = 330,1 \text{ кг/с}$$

$$G_{\text{ут}} = G_{\text{дв}} = \alpha_{\text{ут}} \cdot G_0 = 0,01 \cdot 2003 = 20 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{э}} = \alpha_{\text{э}} \cdot G_0 = 0,003 \cdot 2003 = 6 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{упл}} = \alpha_{\text{упл}} \cdot G_0 = 0,01 \cdot 2003 = 20 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{п}} = \alpha_{\text{п}} \cdot G_0 = 0,0014 \cdot 2003 = 2,8 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{в}} = \alpha_{\text{в}} \cdot G_0 = 0,0036 \cdot 2003 = 7,2 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{пр}} = \alpha_{\text{пр}} \cdot G_0 = 0,005 \cdot 2003 = 10 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{пг}} = \alpha_{\text{пг}} \cdot G_0 = 1,0612 \cdot 2003 = 2125,6 \text{ кг/с}.$$

### 3.1.10 Определение показателей экономичности энергоблока

Определим тепловую нагрузку парогенерирующей установки:

$$\begin{aligned} Q_{\text{пг}} &= G_0 \cdot [\alpha_{\text{пг}}(h_0 - h_{\text{пв}}) + \alpha_{\text{пп}} \Delta h_{\text{пп}} + \alpha_{\text{пр}}(h'_{\text{пр}} - h_{\text{пв}})] = \\ &= 2003 \cdot [1,0612 \cdot (2773 - 979) + 0,5636 \cdot 272 + 0,005 \cdot (1336 - 979)] = \\ &= 4124 \text{ МВт}; \end{aligned}$$

Определим полную тепловую нагрузку турбоустановки:

$$\begin{aligned} Q_{\text{ту}} &= G_0 \cdot \left[ (\alpha_{\text{ту}} + \alpha_{\text{упл}}) \cdot (h_0 - h_{\text{пв}}) + \alpha_{\text{дв}} \cdot (h'_k - h_{\text{пв}}) + \alpha_{\text{п}} \cdot (h''_{\text{п}} - h_{\text{пв}}) + \right. \\ &\quad \left. + \alpha_{\text{пп}} \Delta h_{\text{пп}} \right] = \\ &= 2003 \cdot \left[ (1,0382 + 0,01) \cdot (2773 - 979) + 0,01 \cdot (138 - 979) + \right. \\ &\quad \left. + 0,0036 \cdot (2774 - 979) + 0,5636 \cdot 272 \right] \\ &= 4070 \text{ МВт}; \end{aligned}$$

Тепловая нагрузка турбоустановки на отопление:

$$Q_{\text{т}} = \frac{Q_{\text{от}}^{\text{сп}}}{\eta_{\text{п}}} = \frac{50 \cdot 10^3}{0,98} = 51 \text{ МВт};$$

Тепловая нагрузка турбоустановки по производству электроэнергии:

$$Q_{\text{ту}}^{\text{э}} = Q_{\text{ту}} - Q_{\text{т}} = 4070 - 51 = 4019 \text{ МВт}.$$

КПД турбоустановки по производству электроэнергии:

$$\eta_{\text{ту}}^{\text{э}} = \frac{N_{\text{э}}}{Q_{\text{ту}}^{\text{э}}} = \frac{1300}{4019} = 0,323;$$

Транспортный КПД:

$$\eta_{\text{тр}} = \frac{Q_{\text{ту}}}{Q_{\text{пг}}} = \frac{4070}{4124} = 0,987.$$

КПД блока по отпуску электроэнергии (нетто):

$$\eta_{\text{с}}^{\text{э}} = \eta_{\text{ту}}^{\text{э}} \cdot \eta_{\text{пту}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot (1 - \kappa_{\text{сн}}) = 0,323 \cdot 0,965 \cdot 0,987 \cdot (1 - 0,05) = 0,292,$$

$$\text{где } \eta_{\text{пту}} = \eta_{\text{ру}} \cdot \eta_{\text{тр1}} \cdot \eta_{\text{пг}} = 0,99 \cdot 0,995 \cdot 0,98 = 0,965;$$

$\eta_{\text{ру}} = 0,99$  – КПД реакторной установки

$\eta_{\text{тр1}} = 0,995$  – КПД трубопроводов 1-го контура;

$\eta_{\text{пг}} = 0,98$  – КПД парогенератора;

$\kappa_{\text{сн}}$  – удельный расход энергии на собственные нужды. Для двухконтурных АЭС принимается равным 0,05 – 0,055. Примем  $\kappa_{\text{сн}} = 0,05$  [3, с.227].

Удельный расход выгоревшего ядерного горючего на отпуск электроэнергии [3, с.227]:

$$b_{\text{яг}}^* = \frac{0,0537}{\eta_{\text{с}}^{\text{э}}} = \frac{0,0537}{0,292} = 0,1839 \frac{\text{г}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}};$$

Удельный расход ядерного горючего (природного урана) на АЭС:

$$b_{\text{яг}} = \frac{1000}{\eta_{\text{с}}^{\text{э}} \cdot 24 \cdot \bar{B}} \cdot \frac{x_{\text{н}} - x_0}{x_{\text{е}} - x_0} = \frac{1000}{0,292 \cdot 24 \cdot 35 \cdot 10^3} \cdot \frac{4 - 0,25}{0,71 - 0,25} = 0,0332 \frac{\text{г}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}};$$

где  $\bar{B} = 35 \cdot 10^3$  МВт · сут/т - средняя глубина выгорания топлива для АЭС с реактором ВВЭР,

$x_{\text{н}}, x_{\text{в}}, x_0$  – содержание урана-235, соответственно, в свежем (начиная со второй загрузки), природном и отвальном уране обогатительного производства; принимают для АЭС с ВВЭР:  $x_{\text{н}} = 4\%$ ,  $x_{\text{е}} = 0,71\%$ ,  $x_0 = 0,25\%$  [3, 38].

Вывод: Были составлены и решены уравнения материальных и тепловых балансов всех элементов схемы. Определен расход пара на турбину, который составил 2003 кг/с, и расходы в отборы, определили параметры тепловой экономичности. Была оценена тепловая экономичность энергоблока.

Полученные значения КПД оказались ниже, чем на уже существующих и эксплуатируемых блоках с реактором ВВЭР-1000 и ВВЭР-440. Влияние оказали условия для расчета курсового проекта, такие как использование первых двух ПНД поверхностного типа, а так же нерешенная задача обеспечения допустимых степеней сухости на выходе одновременно из ЦВД и ЦНД.

### 3.2 Расчет принципиальной тепловой схемы АЭС на конденсационный режим

Задача: рассчитать тепловую схему на конденсационный режим.

Цели:

- Составить принципиальную тепловую схему ПТУ, работающую в конденсационном режиме;
- Определить параметры пара и воды в элементах турбоустановки;
- Рассчитать тепловую схему энергоблока;
- Определить показатели экономичности блока.

Абсолютный расход пара в отсеке по [2] определяется при последовательном накапливаемом вычитании расходов пара на регенеративный отбор из известного расхода пара на паротурбинную установку  $G_0$ . Для теплофикационного режима помимо отбора пара на регенерацию добавится отборы пара на НСП вместе с отбором на П5 и на ВСП вместе с отбором на П4. Расчет будем вести при постоянном расходе пара на турбину.

Таблица 3.2 – Значения абсолютных расходов пара по отсекам турбины для двух режимов работы

Номер отсека	Теплофикационный режим, кг/с	Конденсационный режим, кг/с
I	2003	2003
II	1746,4	1746,4
III	1641,6	1641,6
IV	1563,3	1563,3
V	1485	1485
VI(выход ЦВД)	1398,3	1410,5
VII(вход ЦНД)	1128,9	1141,1
VIII	1066,4	1090,4
IX	1020,3	1044,3
X(в конденсатор)	971	995

### 3.2.1 Пересчет давления в конденсаторе

По [2] пересчёт давления в конденсаторе производится при известных по результатам расчётов I-го и II-го разделов параметрах конденсатора (давлении в конденсаторе  $P_K^0 = 0,005$  МПа, температуре насыщения  $t_{sK}^0 = 33^\circ\text{C}$  и расходе пара через конденсатор) и неизменном расходе охлаждающей воды  $W_B^0 = W_B$ .

Температура насыщения в конденсаторе при этом случае определяется по [2]:

$$t_{sK} = t_{B1} + \frac{G_K}{G_K^0} \cdot (t_{sK}^0 - t_{B1}^0),$$

где температура охлаждающей воды в конденсаторе принимается из интервала значений от 5 до 12, представленного в [3]  $t_{B1}^0 = 5^\circ\text{C}$ ,  $t_{B1}$  - температура охлаждающей воды на входе в конденсатор (средняя температура за июнь

месяц в городе Нинь Тхуан) [ссылка].

$$t_{sK} = 27 + \frac{995}{971} \cdot (33 - 5) = 55,7^{\circ}\text{C}$$

По температуре насыщения определим давление в конденсаторе  $P_K = 0,0163$  МПа.

### 3.2.2 Перечесет давлений в отборах на регенеративные подогреватели

При отключении сетевых подогревателей изменяется расход в отсеках турбины по формуле Стодоль-Флюгеля:

$$\frac{p_i^2 - p_{i-1}^2}{(p_i^0)^2 - (p_{i-1}^0)^2} = \frac{G_j^2}{(G_j^0)^2};$$

$$p_{8отб} = \sqrt{p_K^2 + \frac{G_X^2}{(G_X^0)^2} \cdot [(p_{8отб}^0)^2 - (p_K^0)^2]} =$$

$$= \sqrt{0,0163^2 + \frac{995^2}{971^2} \cdot [0,024^2 - 0,005^2]} = 0,029 \text{ МПа};$$

$$p_{7отб} = \sqrt{p_{8отб}^2 + \frac{G_{IX}^2}{(G_{IX}^0)^2} \cdot [(p_{7отб}^0)^2 - (p_{8отб}^0)^2]} =$$

$$= \sqrt{0,029^2 + \frac{1044,3^2}{1020,3^2} \cdot [0,067^2 - 0,024^2]} = 0,07 \text{ МПа};$$

$$p_{6отб} = \sqrt{p_{7отб}^2 + \frac{G_{VIII}^2}{(G_{VIII}^0)^2} \cdot [(p_{6отб}^0)^2 - (p_7^0)^2]} =$$

$$= \sqrt{0,07^2 + \frac{1090,4^2}{1066,4^2} \cdot [0,159^2 - 0,067^2]} = 0,163 \text{ МПа};$$

$$p_{\text{вх.цвд}} = \sqrt{p_{6\text{отб}}^2 + \frac{G_{VII}^2}{(G_{VII}^0)^2} \cdot [(p_{\text{вх.цвд}}^0)^2 - (p_6^0)^2]} =$$

$$= \sqrt{0,163^2 + \frac{1141,1^2}{1128,9^2} \cdot [0,308^2 - 0,159^2]} = 0,313 \text{ МПа};$$

$$p_{5\text{отб}} = p_{\text{вых.цвд}} = p_{\text{вх.цнд}} + (p_{\text{вых.цвд}}^0 - p_{\text{вх.цнд}}^0) \cdot \frac{G_{VI}}{G_{VI}^0} =$$

$$= 0,313 + (0,338 - 0,308) \cdot \frac{1410,5}{1398,3} = 0,343 \text{ МПа};$$

$$p_{4\text{отб}} = \sqrt{p_{5\text{отб}}^2 + \frac{G_V^2}{(G_V^0)^2} \cdot [(p_{4\text{отб}}^0)^2 - (p_{5\text{отб}}^0)^2]} =$$

$$= \sqrt{0,343^2 + \frac{1485^2}{1485^2} \cdot [0,654^2 - 0,338^2]} = 0,657 \text{ МПа};$$

$$p_{3\text{отб}} = \sqrt{p_{4\text{отб}}^2 + [(p_{3\text{отб}}^0)^2 - (p_{4\text{отб}}^0)^2]} =$$

$$= \sqrt{0,657^2 + [1,131^2 - 0,654^2]} = 1,133 \text{ МПа};$$

$$p_{2\text{отб}} = \sqrt{p_{3\text{отб}}^2 + [(p_{2\text{отб}}^0)^2 - (p_{3\text{отб}}^0)^2]} =$$

$$= \sqrt{1,133^2 + [1,777^2 - 1,131^2]} = 1,778 \text{ МПа};$$

$$p_{1\text{отб}} = \sqrt{p_{2\text{отб}}^2 + [(p_{1\text{отб}}^0)^2 - (p_{2\text{отб}}^0)^2]} =$$

$$= \sqrt{1,778^2 + [2,89^2 - 1,777^2]} = 2,891 \text{ МПа};$$

Давление в каждом отборе: [2, с.190]

$$p_1 = 2,891 \text{ МПа};$$

$$p_2 = 1,778 \text{ МПа};$$

$$p_3 = 1,133 \text{ МПа};$$

$$p_4 = 0,657 \text{ МПа};$$

$$p_5 = 0,343 \text{ МПа};$$

$$p_6 = 0,163 \text{ МПа};$$

$$p_7 = 0,07 \text{ МПа};$$

$$p_8 = 0,029 \text{ МПа};$$



Давление насыщения в каждом РППВ:

$$p_{s1} = 2,804 \text{ МПа};$$

$$p_{s2} = 1,725 \text{ МПа};$$

$$p_{s3(д)} = 0,87 \text{ МПа};$$

$$p_{s4} = 0,637 \text{ МПа};$$

$$p_{s5} = 0,333 \text{ МПа};$$

$$p_{s6} = 0,158 \text{ МПа};$$

$$p_{s7} = 0,068 \text{ МПа};$$

$$p_{s8} = 0,028 \text{ МПа};$$

Определим температуры насыщения в каждом подогревателе:

$$t_{s1}(p_{s1}) = 230 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$t_{s2}(p_{s2}) = 205 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$t_{s3}(p_{s3}) = 174 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$t_{s4}(p_{s4}) = 161,2 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$t_{s5}(p_{s5}) = 137,1 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$t_{s6}(p_{s6}) = 112,9 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$t_{s7}(p_{s7}) = 89,2 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$t_{s8}(p_{s8}) = 67,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Примем как допущение, что недогревы для ПНД и ПВД в теплофикационном и конденсационном режиме остались неизменны.

Определим температуры питательной воды с учетом недогрева

$$\Theta_{\text{ПВД}} = 5^{\circ}\text{C} \text{ и ПНД } \Theta_{\text{ПНД}} = 2^{\circ}\text{C} [3, \text{с. 189}];$$

$$t_{в1} = t_{s1} - \Theta_{\text{ПВД}} = 230 - 5 = 225 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$t_{в2} = t_{s2} - \Theta_{\text{ПВД}} = 205 - 5 = 200 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$t_{в3} = t_{s3} = 174 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$t_{в4} = t_{s4} - \Theta_{\text{ПНД}} = 161,2 - 2 = 159,2^{\circ}\text{C};$$

$$t_{в5} = t_{s5} - \Theta_{\text{ПНД}} = 137,1 - 2 = 135,1 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$t_{в6} = t_{s1} - \Theta_{\text{ПНД}} = 112,9 - 2 = 110,9 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$t_{в7} = t_{s1} - \Theta_{\text{ПНД}} = 89,2 - 2 = 87,2 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$t_{в8} = t_{s1} - \Theta_{пнд} = 67,5 - 2 = 65,5 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

Параметры пара перед стопорным клапаном турбины:

$$p_0 = 7 \text{ МПа}; t_0 = 285,8 \text{ }^{\circ}\text{C}; h_0 = 2773 \text{ кДж/кг}.$$

Потери давления на стопорных и регулирующих клапанах турбины по  $h$ - $s$  диаграмме на пересечении энтальпии  $h_0$  и давления  $p_0$  меньше  $p_0$  на величину потерь от дросселирования в стопорном (СК) и регулирующих (РК) клапанах (3÷5% от  $p_0$ ).

$$p_{цвд} = 0,96 \cdot 7 = 6,72 \text{ МПа};$$

$$s_0 = f(p_{цвд}; h_0) = 5,829 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}.$$

$$p_{разд} = 0,343 \text{ МПа};$$

$$h_{раздт} = f(p_{разд}; s_0) = 2271 \text{ кДж/кг};$$

Примем, что температура пара после перегрева будет равняться  $t_{пп} = 260,8^{\circ}\text{C}$ . Потери давления от выхода из ЦВД до входа в ЦНД оцениваются относительно разделительного давления  $p_{разд}$  после ЦВД:

$$p_{пп} = 0,97 \cdot 0,97 \cdot 0,97 \cdot p_{разд} = 0,97 \cdot 0,97 \cdot 0,97 \cdot 0,343 = 0,313 \text{ МПа};$$

Параметры на входе в ЦНД:

$$p_{цнд} = 0,303 \text{ МПа};$$

$$h_{цнд} = f(t_{пп}; p_{цнд}) = 2989 \text{ кДж/кг};$$

$$s_{цнд} = f(p_{цнд}; h_{пп}) = 7,553 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}};$$

$$h_{kt} = f(s_{цнд}; p'_k) = 2462 \text{ кДж/кг};$$

$$x_{kt} = f(p'_k; h_{kt}) = 0,941;$$

Действительная энтальпия конца процесса расширения в ЦВД:

$$\begin{aligned} h_{разд} &= h_0 - (h_0 - h_{раздт}) \cdot \eta_{oiцвд}^{пп} = 2773 - (2773 - 2271) \cdot 0,862 = \\ &= 2340 \text{ кДж/кг}. \end{aligned}$$

Действительная энтальпия конца процесса расширения в ЦНД:

$$h_k = h_{\text{цнд}} - (h_{\text{цнд}} - h_{kt}) \cdot \eta_{oi\text{цсд}}^{\text{пп}} = 2989 - (2989 - 2462) \cdot 0,83 = 2552 \text{ кДж/кг.}$$

### 3.2.3 Определение параметров воды и пара

Расчет параметров воды и пара в конденсационном режиме принципиально не отличается от уже представленного расчета в теплофикационном режиме.

Сведем результаты расчетов в таблицу 3.3.

Точка процесса в турбине	Элементы тепловой схемы	Пар в турбине(отборе)		Пар в подогрев ателе	Конденсат греющего пара		Охладитель дренажа		Питательная вода, основной конденсат			Удельная работа отбора	Коэффициент недовыработк и	
		$P_{отб}$ МПа	$h_{отб}$ кДж/кг		$P_n$ МПа	$t_n$ $^{\circ}C$	$h'$ кДж/кг	$t_{\infty}$ $^{\circ}C$	$h_{\infty}$ кДж/кг	$t_{нг,ок}$ $^{\circ}C$	$P_{нг,ок}$ МПа			$h_{нг,ок}$ кДж/кг
0		7	2773	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
0'		6,72	2773	-	-	-	-	-	-	-	-	0	1	
1	П1	2,891	2638	2,804	230	991	210	898	225	9,1	969	135	0,845	
2	П2	1,778	2564	1,725	205	875	185	786	200	9,1	856	209	0,760	
3	Д(П3)	1,133	2499	0,87	174	736	-	-	174	0,87	736	274	0,685	
4	П4	0,657	2424	0,637	161,2	681	145,1	611	159,2	1,133	672	349	0,599	
5	П5	0,343	2340	0,333	137,1	577	120,9	508	135,1	1,133	569	433	0,502	
	С	0,333	2719	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,502	
	ПП1	2,891	2889	0,323	231,8	999	-	-	-	-	-	-	0,845	
	ПП2	7	2989	0,313	285,8	1253	-	-	-	-	-	-	-	
6	П6	0,163	2872	0,158	112,9	474	97,2	407	110,9	1,133	466	550	0,368	
7	П7	0,070	2738	0,068	89,2	374	75,5	316	87,2	1,133	366	684	0,214	
8	П8	0,029	2621	0,028	67,5	283	-	-	65,5	1,133	275	801	0,079	
К'	К	-	2552	0,0163	55,7	233	-	-	55,7	0,0163	233	870	0	

Таблица 3.3 – Параметры пара, конденсата и воды

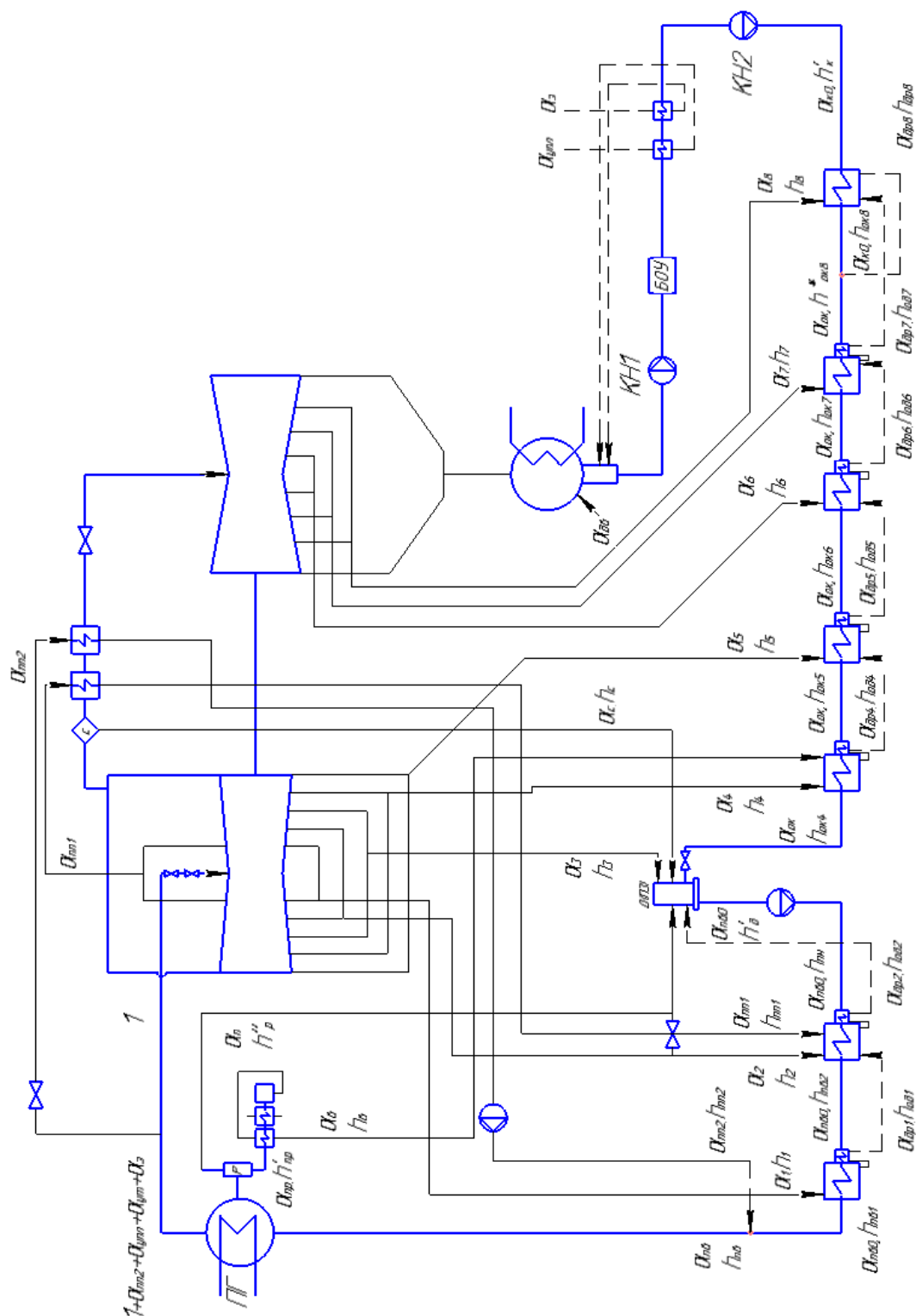


Рисунок 3.10- Принципиальная схема рассчитываемой установки  
(конденсационный режим)

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

ФЮРА.XXXXXXX.001.ПЗ

Лист

77

### 3.2.4 Уравнения материального и теплового балансов теплообменников регенеративной системы

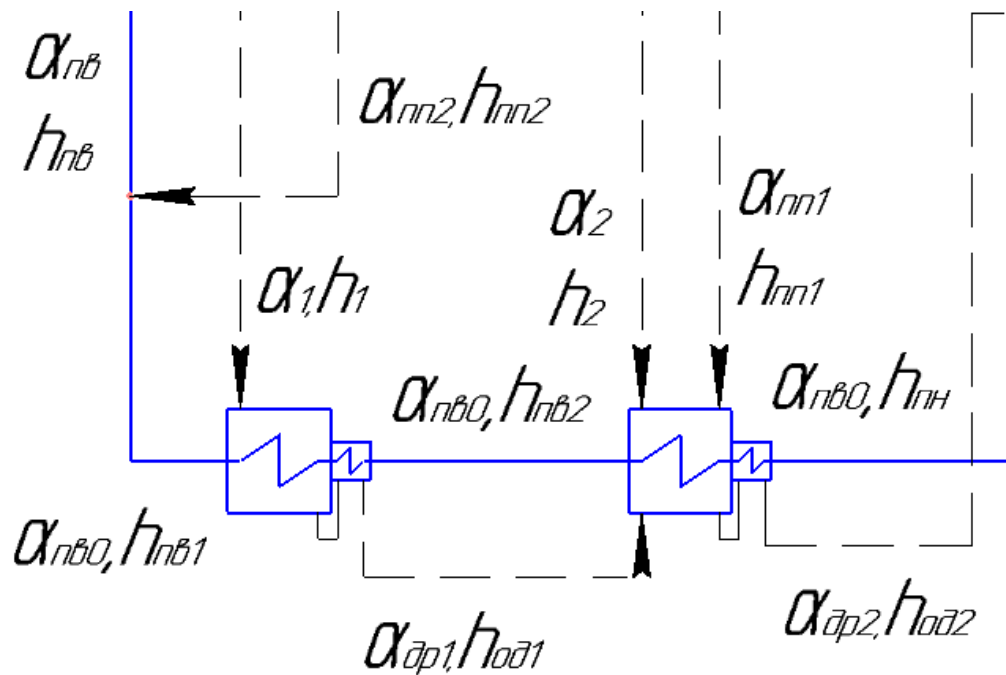


Рисунок 3.11- Расчетная схема тракта питательной воды

Точка смешения:

$$\begin{cases} \alpha_{пв0} \cdot h_{пв1} + \alpha_{пп2} \cdot h'_{пп2} = \alpha_{пв} \cdot h_{пв}; \\ \alpha_{пв} = \alpha_{пв0} + \alpha_{пп2} \end{cases}$$

П1:

$$\begin{cases} \eta_{п} \cdot \alpha_1 \cdot (h_1 - h_{од1}) = \alpha_{пв0} \cdot (h_{пв1} - h_{пв2}); \\ \alpha_{др1} = \alpha_1 \end{cases}$$

$\eta_{п}$  – КПД смешивающего подогревателя, примем 0,98 [2, с. 220].

П2

$$\begin{cases} \eta_{п} \cdot (\alpha_{др1} \cdot (h_{од1} - h_{од2}) + \alpha_2 \cdot (h_2 - h_{од2}) + \alpha_{пп1} \cdot (h'_{пп1} - h_{од2})) = \alpha_{пв0} \cdot (h_{пв2} - h_{пн}); \\ \alpha_{др2} = \alpha_{др1} + \alpha_2 + \alpha_{пп1} \end{cases}$$

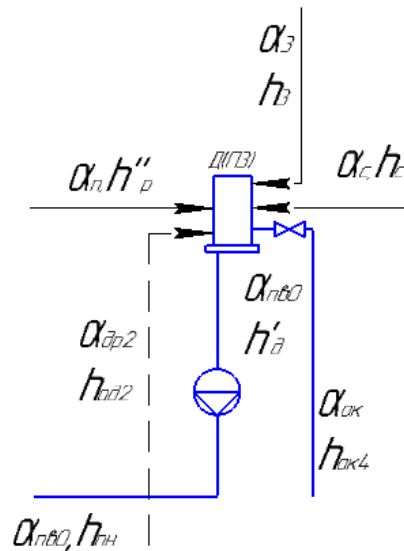


Рисунок 3.12- Расчетная схема деаэратора

Д:

$$\begin{cases} \eta_c \cdot (\alpha_{др2} \cdot h_{од2} + \alpha_{п} \cdot h''_p + \alpha_3 \cdot h_3 + \alpha_c \cdot h'_c + \alpha_{ок} \cdot h_{ок4}) = \alpha_{пв0} \cdot h'_d; \\ \alpha_{пв0} = \alpha_{ок} + \alpha_3 + \alpha_c + \alpha_{п} + \alpha_{др2} \end{cases}$$

$\eta_c$  – КПД смешивающего подогревателя, примем 0,98 [2, с. 221].

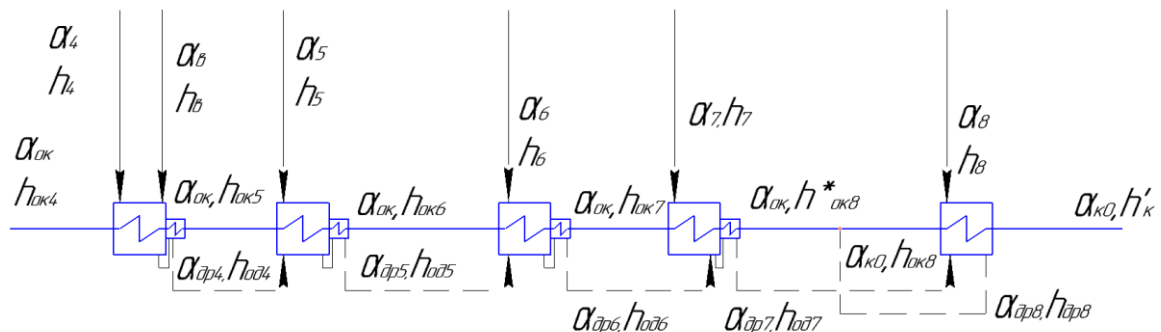


Рисунок 3.13- Расчетная схема тракта основного конденсата

П4:

$$\begin{cases} \eta_{п} \cdot (\alpha_{в} \cdot (h_{в} - h_{од4}) + \alpha_4 \cdot (h_4 - h_{од4})) = \alpha_{ок} \cdot (h_{ок4} - h_{ок5}); \\ \alpha_{др4} = \alpha_{в} + \alpha_4 \end{cases}$$

П5:

$$\begin{cases} \eta_{п} \cdot (\alpha_{др4} \cdot (h_{од4} - h_{од5}) + \alpha_5 \cdot (h_5 - h_{од5})) = \alpha_{ок} \cdot (h_{ок5} - h_{ок6}); \\ \alpha_{др5} = \alpha_{др4} + \alpha_5 \end{cases}$$

П6:

$$\left\{ \begin{array}{l} \eta_{\text{п}} \cdot (\alpha_{\text{др5}} \cdot (h_{\text{од5}} - h_{\text{од6}}) + \alpha_6 \cdot (h_6 - h_{\text{од6}})) = \alpha_{\text{ок}} \cdot (h_{\text{ок6}} - h_{\text{ок7}}) \\ \alpha_{\text{др6}} = \alpha_{\text{др5}} + \alpha_6 \end{array} \right.$$

П7:

$$\left\{ \begin{array}{l} \eta_{\text{п}} \cdot (\alpha_{\text{др6}} \cdot (h_{\text{од6}} - h_{\text{од7}}) + \alpha_7 \cdot (h_7 - h_{\text{од7}})) = \alpha_{\text{ок}} \cdot (h_{\text{ок7}} - h'_{\text{ок8}}) \\ \alpha_{\text{др7}} = \alpha_{\text{др6}} + \alpha_7 \end{array} \right.$$

Точка смешения:

$$\alpha_{\text{к0}} \cdot h_{\text{ок8}} + \alpha_{\text{др8}} \cdot h_{\text{др8}} = \alpha_{\text{ок}} h'_{\text{ок8}};$$

$$\alpha_{\text{к0}} + \alpha_{\text{др8}} = \alpha_{\text{ок}}$$

П8:

$$\left\{ \begin{array}{l} \eta_{\text{п}} \cdot (\alpha_{\text{др7}} \cdot (h_{\text{од7}} - h_{\text{др8}}) + \alpha_8 \cdot (h_8 - h_{\text{др8}})) = \alpha_{\text{к0}} \cdot (h_{\text{ок8}} - h'_{\text{к}}) \\ \alpha_{\text{др8}} = \alpha_{\text{др7}} + \alpha_8 \end{array} \right.$$

Материальный баланс в конденсаторе:

$$\alpha_{\text{к0}} = \alpha_{\text{к}} + \alpha_3 + \alpha_{\text{упл}} + \alpha_{\text{ут}},$$

где  $\alpha_{\text{к}} = 1 - \alpha_1 - \alpha_{\text{пп1}} - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_{\text{с}} - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7 - \alpha_8$ .

Полученная система уравнений:



$$\begin{aligned}
& \alpha_{\text{пв0}} \cdot h_{\text{пв1}} + \alpha_{\text{пп2}} \cdot h'_{\text{пп2}} = \alpha_{\text{пв}} \cdot h_{\text{пв}} \\
& \alpha_{\text{пв}} = \alpha_{\text{пв0}} + \alpha_{\text{ппп2}} \\
& \eta_{\text{п}} \cdot \alpha_1 \cdot (h_1 - h_{\text{од1}}) = \alpha_{\text{пв0}} \cdot (h_{\text{пв1}} - h_{\text{пв2}}) \\
& \alpha_{\text{др1}} = \alpha_1 \\
& \eta_{\text{п}} \cdot (\alpha_{\text{др1}} \cdot (h_{\text{од1}} - h_{\text{од2}}) + \alpha_2 \cdot (h_2 - h_{\text{од2}}) + \alpha_{\text{пп1}} \cdot (h'_{\text{пп1}} - h_{\text{од2}})) = \alpha_{\text{пв0}} \cdot (h_{\text{пв2}} - h_{\text{пн}}) \\
& \alpha_{\text{др2}} = \alpha_{\text{др1}} + \alpha_2 + \alpha_{\text{пп1}} \\
& \eta_{\text{с}} \cdot (\alpha_{\text{др2}} \cdot h_{\text{од2}} + \alpha_{\text{п}} \cdot h''_{\text{р}} + \alpha_3 \cdot h_3 + \alpha_{\text{с}} \cdot h'_{\text{с}} + \alpha_{\text{ок}} \cdot h_{\text{ок4}}) = \alpha_{\text{пв0}} \cdot h'_{\text{д}} \\
& \alpha_{\text{пв0}} = \alpha_{\text{ок}} + \alpha_3 + \alpha_{\text{с}} + \alpha_{\text{п}} + \alpha_{\text{др2}} \\
& \eta_{\text{п}} \cdot (\alpha_{\text{в}} \cdot (h_{\text{в}} - h_{\text{од4}}) + \alpha_4 \cdot (h_4 - h_{\text{од4}})) = \alpha_{\text{ок}} \cdot (h_{\text{ок4}} - h_{\text{ок5}}) \\
& \alpha_{\text{др4}} = \alpha_{\text{в}} + \alpha_4 \\
& \eta_{\text{п}} \cdot (\alpha_{\text{др4}} \cdot (h_{\text{од4}} - h_{\text{од5}}) + \alpha_5 \cdot (h_5 - h_{\text{од5}})) = \alpha_{\text{ок}} \cdot (h_{\text{ок5}} - h_{\text{ок6}}) \\
& \alpha_{\text{др5}} = \alpha_{\text{др4}} + \alpha_5 \\
& \eta_{\text{п}} \cdot (\alpha_{\text{др5}} \cdot (h_{\text{од5}} - h_{\text{од6}}) + \alpha_6 \cdot (h_6 - h_{\text{од6}})) = \alpha_{\text{ок}} \cdot (h_{\text{ок6}} - h_{\text{ок7}}) \\
& \alpha_{\text{др6}} = \alpha_{\text{др5}} + \alpha_6 \\
& \eta_{\text{п}} \cdot (\alpha_{\text{др6}} \cdot (h_{\text{од6}} - h_{\text{од7}}) + \alpha_7 \cdot (h_7 - h_{\text{од7}})) = \alpha_{\text{ок}} \cdot (h_{\text{ок7}} - h'_{\text{ок8}}) \\
& \alpha_{\text{др7}} = \alpha_{\text{др6}} + \alpha_7 \\
& \alpha_{\text{к0}} \cdot h_{\text{ок8}} + \alpha_{\text{др8}} \cdot h_{\text{др8}} = \alpha_{\text{ок}} h'_{\text{ок8}} \\
& \alpha_{\text{ок}} = \alpha_{\text{к0}} + \alpha_{\text{др8}} \\
& \eta_{\text{п}} \cdot (\alpha_{\text{др7}} \cdot (h_{\text{од7}} - h_{\text{др8}}) + \alpha_8 \cdot (h_8 - h_{\text{др8}})) = \alpha_{\text{к0}} \cdot (h_{\text{ок8}} - h'_{\text{к}}) \\
& \alpha_{\text{др8}} = \alpha_{\text{др7}} + \alpha_8 \\
& \alpha_{\text{к}} = 1 - \alpha_1 - \alpha_{\text{пп1}} - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_{\text{с}} - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7 - \alpha_8 \\
& \alpha_{\text{пп1}} \cdot (h_1 - h'_{\text{пп1}}) \cdot \eta_{\text{пп}} = \alpha_{\text{цнд}} \cdot (h_{\text{пп1}} - h_{\text{с}}) \\
& \alpha_{\text{пп2}} \cdot (h_0 - h'_{\text{пп2}}) \cdot \eta_{\text{пп}} = \alpha_{\text{цнд}} \cdot (h_{\text{пп2}} - h_{\text{пп1}}) \\
& \alpha_{\text{с}} = \frac{x_{\text{вых}} - x_{\text{вх}}}{x_{\text{вых}}} \cdot (1 - \alpha_1 - \alpha_{\text{пп1}} - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_5) \\
& \alpha_{\text{цнд}} = 1 - \alpha_1 - \alpha_{\text{пп1}} - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_{\text{с}} - \alpha_5 \\
& \alpha_{\text{пв0}} = 1 + \alpha_{\text{ут}} + \alpha_{\text{упл}} + \alpha_{\text{пр}} + \alpha_3
\end{aligned}$$

Подставив в систему известные величины и используя ЭВМ получим решение системы:

$$\begin{aligned}
h_{\text{пв}} &= 979 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}, \\
h'_{\text{ок8}} &= 277 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};
\end{aligned}$$

Доля пара, отбираемого из турбины, сепаратора и на перегрев второй ступени ПП:

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_{пп2} = 0,0383 \\ \alpha_1 = 0,0681 \\ \alpha_{пп1} = 0,0603 \\ \alpha_2 = 0,0522 \\ \alpha_3 = 0,0386 \\ \alpha_4 = 0,0387 \\ \alpha_5 = 0,0361 \\ \alpha_c = 0,1359 \\ \alpha_{цнд} = 0,5701 \\ \alpha_6 = 0,0246 \\ \alpha_7 = 0,0214 \\ \alpha_8 = 0,0081 \end{array} \right.$$

Относительный расход воды в характерных точках:

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_{пв0} = 1,028 \\ \alpha_{пв} = 1,0663 \\ \alpha_{др1} = 0,0681 \\ \alpha_{др2} = 0,1806 \\ \alpha_{др4} = 0,0423 \\ \alpha_{др5} = 0,0784 \\ \alpha_{др6} = 0,103 \\ \alpha_{др7} = 0,1244 \\ \alpha_{др8} = 0,1325 \\ \alpha_{к0} = 0,539 \\ \alpha_k = 0,516 \\ \alpha_{ок} = 0,6715 \end{array} \right.$$

Расход пара из парогенерирующей установки:

$$\alpha_{пг} = \alpha_{ту} + \alpha_{ут} + \alpha_{упл} + \alpha_{упл} = 1,0383 + 0,01 + 0,01 + 0,003 = 1,0613.$$

Проведем проверку:

Проверка баланса по пару:

$$\begin{aligned} \alpha_k &= 1 - \alpha_1 - \alpha_{пп1} - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_c - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7 - \alpha_8 = \\ &= 1 - 0,0681 - 0,0603 - 0,0522 - 0,0386 - 0,0387 - 0,0361 - 0,0246 \\ &\quad - 0,0214 - 0,0081 - 0,1359 = 0,516. \end{aligned}$$

Проверка баланса по воде:

$$\begin{aligned} \alpha_k &= \alpha_{пв} - \alpha_{пп2} - \alpha_1 - \alpha_{пп1} - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_c - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7 - \alpha_8 - \\ &\quad - \alpha_b - \alpha_{п} - \alpha_{упл} - \alpha_{ут} - \alpha_{э} = \end{aligned}$$

$$= 1,0663 - 0,0681 - 0,0383 - 0,0603 - 0,0522 - 0,0386 - \\ - 0,0387 - 0,1359 - 0,0361 - 0,0246 - 0,0214 - 0,0081 - \\ - 0,0036 - 0,0014 - 0,01 - 0,01 - 0,003 = 0,516.$$

#### Определение мощности турбины:

$$N_3 = H_i \cdot \eta_m \cdot \eta_r \cdot (1 - \sum \alpha_i \cdot y_i) \cdot 10^3 \cdot G_0 \\ N_3 = 870 \cdot 2003 \cdot 0,98 \cdot 0,99 \cdot \\ \cdot \left( \begin{array}{l} 1 - 0,0681 \cdot 0,845 - 0,0522 \cdot 0,76 - 0,0386 \cdot 0,685 - \\ - 0,0387 \cdot 0,599 - 0,0361 \cdot 0,502 - 0,1359 \cdot 0,502 - \\ - 0,0246 \cdot 0,368 - 0,0214 \cdot 0,214 - 0,0081 \cdot 0,079 - 0,0603 \cdot 0,845 \end{array} \right) \\ = 1286 \text{ МВт.}$$

#### Проверка на индифферентную точку

$$\Delta h_{\text{инд}} = \alpha_{\text{пп}} \Delta h_{\text{пп}} \frac{H_{\text{р.ВД}}}{h_0 - h_{\text{пв}}};$$

$\alpha_{\text{пп}} = 1 - \alpha_1 - \alpha_{\text{пп1}} - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_c = \alpha_{\text{цнд}} = 0,5701$  – доля пара, пошедшая на перегрев;

$\Delta h_{\text{пп}} = h_{\text{пп}} - h_c = 2989 - 2719 = 270 \text{ кДж/кг}$  – теплота, расходуемая в ПТУ на промежуточный перегрев.

$h_{\text{пв}} = 979 \text{ кДж/кг}$  – энтальпия питательной воды;

$$H_{\text{р.ВД}} = h_0 - h_1 + (1 - \alpha_1 - \alpha_{\text{пп1}}) \cdot (h_1 - h_2) + (1 - \alpha_1 - \alpha_{\text{пп1}} - \alpha_2) \cdot \\ \cdot (h_2 - h_3) + (1 - \alpha_1 - \alpha_{\text{пп1}} - \alpha_2 - \alpha_3) \cdot (h_3 - h_4) + \\ + (1 - \alpha_1 - \alpha_{\text{пп1}} - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4) \cdot (h_4 - h_{5\text{разд}}) = \\ = 2773 - 2638 + (1 - 0,0681 - 0,0603) \cdot (2638 - 2564) + \\ + (1 - 0,0681 - 0,0603 - 0,0522) \cdot (2564 - 2499) + \\ + (1 - 0,0681 - 0,0603 - 0,0522 - 0,0386) \cdot (2499 - 2424) + \\ + (1 - 0,0681 - 0,0603 - 0,0522 - 0,0386 - 0,0387) \cdot (2424 - 2340) = \\ = 374 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}. \\ \Delta h_{\text{инд}} = 0,5701 \cdot 270 \cdot \frac{374}{2773 - 979} = 32 \text{ кДж/кг};$$

Так как  $\Delta h_{\text{инд}} < h_{\text{пп}} - h_6$ , то использование регенеративного подогревателя Пб увеличивает тепловую экономичность ПТУ.

**Расходы пара и воды в характерных точках:**

$$G_{\text{пв}} = \alpha_{\text{пв}} \cdot G_0 = 1,0663 \cdot 2003 = 2135,8 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{пп2}} = \alpha_{\text{пп2}} \cdot G_0 = 0,0383 \cdot 2003 = 76,7 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{ту}} = (1 + \alpha_{\text{пп2}}) \cdot G_0 = 1,0383 \cdot 2003 = 2079,7 \text{ кг/с};$$

$$G_1 = \alpha_1 \cdot G_0 = 0,0681 \cdot 2003 = 136,4 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{пп1}} = \alpha_{\text{пп1}} \cdot G_0 = 0,0603 \cdot 2003 = 120,8 \text{ кг/с};$$

$$G_2 = \alpha_2 \cdot G_0 = 0,0522 \cdot 2003 = 104,6 \text{ кг/с};$$

$$G_3 = \alpha_3 \cdot G_0 = 0,0386 \cdot 2003 = 77,3 \text{ кг/с};$$

$$G_4 = \alpha_4 \cdot G_0 = 0,0387 \cdot 2003 = 77,5 \text{ кг/с};$$

$$G_5 = \alpha_5 \cdot G_0 = 0,0361 \cdot 2003 = 72,3 \text{ кг/с};$$

$$G_c = \alpha_c \cdot G_0 = 0,1359 \cdot 2003 = 272,2 \text{ кг/с};$$

$$G_6 = \alpha_6 \cdot G_0 = 0,0246 \cdot 2003 = 49,3 \text{ кг/с};$$

$$G_7 = \alpha_7 \cdot G_0 = 0,014 \cdot 2003 = 42,9 \text{ кг/с};$$

$$G_8 = \alpha_8 \cdot G_0 = 0,0081 \cdot 2003 = 16,2 \text{ кг/с};$$

$$G_k = \alpha_k \cdot G_0 = 0,516 \cdot 2003 = 1033,5 \text{ кг/с};$$

$$G_{k0} = \alpha_{k0} \cdot G_0 = 0,539 \cdot 2003 = 1079,6 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{пв0}} = \alpha_{\text{пв0}} \cdot G_0 = 1,028 \cdot 2003 = 2059 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{др1}} = \alpha_{\text{др1}} \cdot G_0 = 0,0681 \cdot 2003 = 136,4 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{др2}} = \alpha_{\text{др2}} \cdot G_0 = 0,1806 \cdot 2003 = 361,7 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{др4}} = \alpha_{\text{др4}} \cdot G_0 = 0,0423 \cdot 2003 = 84,7 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{др5}} = \alpha_{\text{др5}} \cdot G_0 = 0,0784 \cdot 2003 = 157 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{др6}} = \alpha_{\text{др6}} \cdot G_0 = 0,103 \cdot 2003 = 206,3 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{др7}} = \alpha_{\text{др7}} \cdot G_0 = 0,1244 \cdot 2003 = 249,2 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{др8}} = \alpha_{\text{др8}} \cdot G_0 = 0,1325 \cdot 2003 = 265,4 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{ут}} = G_{\text{дв}} = \alpha_{\text{ут}} \cdot G_0 = 0,01 \cdot 2003 = 20 \text{ кг/с};$$

$$G_9 = \alpha_9 \cdot G_0 = 0,003 \cdot 2003 = 6 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{упл}} = \alpha_{\text{упл}} \cdot G_0 = 0,01 \cdot 2003 = 20 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{п}} = \alpha_{\text{п}} \cdot G_0 = 0,0014 \cdot 2003 = 2,8 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{в}} = \alpha_{\text{в}} \cdot G_0 = 0,0036 \cdot 2003 = 7,2 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{пр}} = \alpha_{\text{пр}} \cdot G_0 = 0,005 \cdot 2003 = 10 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{пг}} = \alpha_{\text{пг}} \cdot G_0 = 1,0613 \cdot 2003 = 2125,8 \text{ кг/с}.$$

### 3.2.5 Определение показателей экономичности энергоблока

Определим тепловую нагрузку парогенерирующей установки:

$$\begin{aligned} Q_{\text{пг}} &= G_0 \cdot [\alpha_{\text{пг}}(h_0 - h_{\text{пв}}) + \alpha_{\text{пп}}\Delta h_{\text{пп}} + \alpha_{\text{пр}}(h'_{\text{пр}} - h_{\text{пв}})] = \\ &= 2003 \cdot [1,0613 \cdot (2773 - 979) + 0,5701 \cdot 270 + 0,005 \cdot (1336 - 979)] = \\ &= 4125 \text{ МВт}; \end{aligned}$$

Определим полную тепловую нагрузку турбоустановки:

$$\begin{aligned} Q_{\text{ту}} &= G_0 \cdot \left[ (\alpha_{\text{ту}} + \alpha_{\text{упл}}) \cdot (h_0 - h_{\text{пв}}) + \alpha_{\text{дв}} \cdot (h'_k - h_{\text{пв}}) + \alpha_{\text{п}} \cdot (h''_{\text{п}} - h_{\text{пв}}) + \right. \\ &\quad \left. + \alpha_{\text{пп}}\Delta h_{\text{пп}} \right] = \\ &= 2003 \cdot \left[ (1,0383 + 0,01) \cdot (2773 - 979) + 0,01 \cdot (233 - 979) + \right. \\ &\quad \left. + 0,0036 \cdot (2774 - 979) + 0,5701 \cdot 270 \right] = \\ &= 4073 \text{ МВт}; \end{aligned}$$

Тепловая нагрузка турбоустановки по производству электроэнергии:

$$Q_{\text{ту}}^{\text{э}} = Q_{\text{ту}} = 4073 \text{ МВт}.$$

КПД турбоустановки по производству электроэнергии:

$$\eta_{\text{ту}}^{\text{э}} = \frac{N_{\text{э}}}{Q_{\text{ту}}^{\text{э}}} = \frac{1286}{4073} = 0,316;$$

Транспортный КПД:

$$\eta_{\text{тр}} = \frac{Q_{\text{ту}}}{Q_{\text{пг}}} = \frac{4073}{4125} = 0,987.$$

КПД блока по отпуску электроэнергии (нетто):

$$\eta_{\text{с}}^{\text{э}} = \eta_{\text{ту}}^{\text{э}} \cdot \eta_{\text{пгу}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot (1 - \kappa_{\text{сн}}) = 0,316 \cdot 0,965 \cdot 0,987 \cdot (1 - 0,05) = 0,286,$$

$$\text{где } \eta_{\text{пгу}} = \eta_{\text{ру}} \cdot \eta_{\text{тр1}} \cdot \eta_{\text{пг}} = 0,99 \cdot 0,995 \cdot 0,98 = 0,965;$$

$$\eta_{\text{ру}} = 0,99 - \text{КПД реакторной установки}$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		85

$\eta_{\text{тр1}} = 0,995$  – КПД трубопроводов 1-го контура;

$\eta_{\text{пг}} = 0,98$  – КПД парогенератора;

$\kappa_{\text{сн}}$  – удельный расход энергии на собственные нужды. Для двухконтурных АЭС принимается равным 0,05 – 0,055. Примем  $\kappa_{\text{сн}} = 0,05$  [2, с.227].

Удельный расход выгоревшего ядерного горючего на отпуск электроэнергии [3, с.227]:

$$b_{\text{яг}}^* = \frac{0,0537}{\eta_c^3} = \frac{0,0537}{0,286} = 0,188 \frac{\text{г}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}};$$

Удельный расход ядерного горючего (природного урана) на АЭС:

$$\begin{aligned} b_{\text{яг}} &= \frac{1000}{\eta_c^3 \cdot 24 \cdot \bar{B}} \cdot \frac{x_{\text{н}} - x_0}{x_{\text{е}} - x_0} = \frac{1000}{0,286 \cdot 24 \cdot 35 \cdot 10^3} \cdot \frac{4 - 0,25}{0,71 - 0,25} \\ &= 0,0339 \frac{\text{г}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}; \end{aligned}$$

где  $\bar{B} = 35 \cdot 10^3$  МВт · сут/т - средняя глубина выгорания топлива для АЭС с реактором ВВЭР

$x_{\text{н}}, x_{\text{в}}, x_0$  – содержание урана-235, соответственно, в свежем (начиная со второй загрузки), природном и отвальном уране обогатительного производства; принимают для АЭС с ВВЭР:  $x_{\text{н}} = 4\%$ ,  $x_{\text{е}} = 0,71\%$ ,  $x_0 = 0,25\%$  [3, 38].

Вывод: по полученным значениям можно сделать вывод, что в связи с отключением сетевой установки произошло увеличение тепловой нагрузки на турбоустановку по производству электроэнергии. Произошло уменьшение КПД по производству электроэнергии, а также КПД блока по отпуску электроэнергии из-за увеличения давления в конденсаторе, что повлияло на теплоперепад в турбине.

#### 4. Выбор оборудования, оценка мощности основных механизмов собственных нужд

Цель: выбор оборудования, соответствующего параметрам сред тепловой схемы энергоблока.

Задача: выбор питательных насосов, выбор конденсатных насосов, выбор дренажных насосов, выбор сетевого насоса, выбор деаэратора, выбор регенеративных и сетевых подогревателей.

##### 4.1 Выбор оборудования, оценка мощности основных механизмов собственных нужд

Рассмотрим выбор регенеративных и сетевых подогревателей на примере нижнего сетевого подогревателя. Необходимо по расходу нагреваемой среды, параметрам нагреваемой среды и пара отбора определить площадь поверхности нагрева, задавшись коэффициентом теплопередачи  $k$  в пределах по рекомендации от 3000 до 4000  $\frac{Вт}{м^2 \cdot ^\circ C}$ .

Тепловая нагрузка подогревателя (исходим из возможности обеспечения максимального режима работы – температурный график теплосети составит 130/70  $^\circ C/^\circ C$ ):

$$Q_{\Pi} = G_{св} \cdot (h_{НСП} - h_{ос})$$

где:  $h_{НСП \max} = f(P_{св}; t_{НСП}) = 441 \frac{кДж}{кг}$ ; энтальпия сетевой воды на выходе из подогревателя

$h_{ос} = f(P_{св}; t_{ос}) = 294 \frac{кДж}{кг}$ ; энтальпия сетевой воды на входе в подогреватель

расход сетевой воды  $G_{св} = 197,6 \frac{кг}{с}$ .

$$Q_{\Pi} = 197,6 \cdot (441 - 294) = 2,9 \cdot 10^4 \text{ кВт}$$

Средний логарифмический температурный напор:

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_B - \Delta t_M}{\ln\left(\frac{\Delta t_B}{\Delta t_M}\right)},$$

где:  $\Delta t_B = t_s(P_{отб}) - t_{вх} = 112,2 - 70 = 42,2 \text{ } ^\circ\text{C}$ , больший температурный напор

$\Delta t_M = t_s(P_{отб}) - t_{вых} = 112,2 - 105 = 7,2 \text{ } ^\circ\text{C}$ , меньший температурный напор

$$\Delta t_{cp} = \frac{42,2 - 7,2}{\ln\left(\frac{42,2}{7,2}\right)} = 19,8 \text{ } ^\circ\text{C},$$

Площадь поверхности теплообмена при коэффициенте теплопередачи

$$k = 4000 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}};$$

$$F_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi}}{k \cdot \Delta t_{cp}} = \frac{2,9 \cdot 10^7}{4000 \cdot 19,8} = 366 \text{ м}^2.$$

Таблица 4.1 - Выбранное оборудование подогревателей

Вид подогрев.	Расчетное значение				Номинальное значение			
	F <sub>ОЗ</sub>	G <sub>пв,ок,св</sub>	p <sub>п</sub>	p <sub>в</sub>	Тип	F	G <sub>пв,ок,св</sub>	Кол-во
	м <sup>2</sup>	кг/с	МПа	МПа	подогревателя	м <sup>2</sup>	кг/с	Шт.
ПВД 1	4143	2059	2,804	9,1	ПВ-2500-97-28А	2500	908	2
ПВД 2	3881	2059	1,725	9,1	ПВ-2500-97-28А	2500	908	2
ПНД 1	3684	1345	0,637	1,13	ПН-3000-25-16 IVA	3000	1448,3	1
ПНД 2	3684	1345	0,333	1,13	ПН-3000-25-16 IVA	3000	1448,3	1
ПНД 3	3616	1345	0,158	1,13	ПН-3000-25-16 IVA	3000	1448,3	1
ПНД 4	3325	1345	0,068	1,13	ПН-3000-25-16 IVA	3000	1448,3	1
ПНД 5	2616	1079	0,002 8	1,13	ПН-3000-25-16 IVA	3000	1448,3	1



Продолжение таблицы 4.1.

Вид подогрев.	Расчетное значение				Номинальное значение			
	F <sub>ОЗ</sub>	G <sub>пв,ок,св</sub>	p <sub>п</sub>	p <sub>в</sub>	Тип подогрева теля	F	G <sub>пв,ок,св</sub>	Кол-во
	м <sup>2</sup>	кг/с	МПа	МПа		м <sup>2</sup>	кг/с	Шт.
ВСП	328	197,6	0,333	1,2	ПСВ-500-14-23	500	417	1
НСП	366	197,6	0,158	1,2	ПСВ-500-3-23	500	417	1

## 4.2 Выбор сетевого насоса

Подача сетевого насоса:

$$Q_{CH} = \frac{G_{CB} \cdot 1,05 \cdot 3600}{\rho_{CB}} = \frac{197,6 \cdot 1,05 \cdot 3600}{978} = 764 \frac{м^3}{ч},$$

где  $\rho_{CB} = f(P_{CB}; h_{CB}) = 978 \text{ кг/м}^3$  – плотность сетевой воды, перекачиваемой сетевым насосом.

Напор, развиваемый сетевым насосом:

$$H_{CH} = \frac{P_{CB}}{\rho_{CB} \cdot g} = \frac{1,2 \cdot 10^6}{978 \cdot g} = 125,2 \frac{м^3}{ч}.$$

Анализируя полученные параметры подберем насос, основываясь на соответствующие:

Таблица 4.2 - Основные характеристики насоса

Наименование агрегата	Кол.	Подача	Напор	Частота вращения	КПД	Мощность
	шт.	м <sup>3</sup> /ч	м	об/мин	%	кВт
СЭ 1250-140-11	2	1250	140	1500	83	630

Примем один рабочий насос и один резервный. Резерв 100%-ый.

### 4.3 Выбор дренажного насоса для ПНД 5

Общая массовая подача насоса:

$$G_B = 265,4 \text{ кг/с.}$$

Подача сливного насоса:

$$Q_{CH} = \frac{G_{др} \cdot 3600}{\rho_{др}} = \frac{265,4 \cdot 1,05 \cdot 3600}{983,7} = 1020 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} ;$$

где  $\rho_B = f(P_s^{OC}; h_B) = 983,7 \text{ кг/м}^3$  – плотность конденсата, перекачиваемого сливным насосом.

Напор, развиваемый сливным насосом:

$$H_B = \frac{\Delta P}{\rho_B \cdot g} = \frac{(1,133 - 0,028) \cdot 10^6}{983,7 \cdot g} = 115 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$

Анализируя полученные параметры подберем насос, основываясь на соответствующие каталоги [6 стр.433]:

Таблица 4.3 - Основные характеристики насоса

Наименование агрегата	Кол.	Подача	Напор	Частота вращения	КПД	Мощность
	шт.	м <sup>3</sup> /ч	м	об/мин	%	кВт
КсВ-1500-120	2	1500	120	740	73	620

Примем один рабочий насос и один резервный. Резерв 100%-ый.

### 4.4 Выбор конденсатных насосов

Конденсатные насосы выбирают с одним резервным насосом. По возможности число насосов должно быть минимальным.

Определим общую массовую подачу конденсатных насосов первой ступени:

$$G_{КЭН-1} = 1033,5 \frac{\text{кг}}{\text{с}} ;$$

Объемная подача составит:

$$V_{\text{КЭН-1}} = \frac{G_{\text{КЭН-1}}}{\rho_{\text{КЭН-1}}} = \frac{1033,5}{995,9} \cdot 3600 = 3736 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}};$$

где  $\rho_{\text{КЭН-1}} = 995,9 \text{ кг/м}^3$  – плотность конденсата, перекачиваемого конденсатными насосами первой ступени.

Напор, развиваемый КЭН-1

$$H_{\text{КЭН-1}} = \frac{P_{\text{КЭН-1}}}{\rho_{\text{КЭН-1}} \cdot g} = \frac{0,8 \cdot 10^6}{995,9 \cdot 9,81} = 81,9 \text{ м.}$$

Анализируя полученные параметры подберем КЭН-1, основываясь на соответствующие каталоги:

Таблица 4.4 - Основные характеристики КЭН-1

Наименование агрегата	Кол.	Подача	Напор	Частота вращения	КПД	Мощность
	шт.	м <sup>3</sup> /ч	м	об/мин	%	кВт
КсВ-1500-120	4	1500	120	740	73	620

Примем три рабочих насоса и один резервный с 50-и %-ым резервированием.

Общая массовая подача конденсатных насосов второй ступени:

$$G_{\text{КЭН-2}} = G_{\text{ОК}} = 1079,6 \text{ кг/с.}$$

Объемная подача составит:

$$V_{\text{КЭН-2}} = \frac{G_{\text{КЭН-2}}}{\rho_{\text{КЭН-2}}} = \frac{1079,6}{995,9} \cdot 3600 = 3902 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}};$$

где  $\rho_{\text{КЭН-2}} = 995,9 \text{ кг/м}^3$  – плотность конденсата, перекачиваемого конденсатными насосами второй ступени.

Напор, развиваемый КЭН-2:

$$H_{\text{КЭН-2}} = \frac{P_{\text{КЭН-2}}}{\rho_{\text{КЭН-2}} \cdot g} = \frac{1,133 \cdot 10^6}{995,9 \cdot 9,81} = 116 \text{ м.}$$

Анализируя полученные параметры подберем КЭН-2, основываясь на соответствующие каталоги:

Таблица 4.5 - Основные характеристики КЭН-2

Наименование агрегата	Кол.	Подача	Напор	Частота вращения	КПД	Мощность
	шт.	м <sup>3</sup> /ч	м	об/мин	%	кВт
КсВ1500-120	4	1500	120	740	73	620

Примем три рабочих насоса и один резервный.

#### 4.5 Выбор питательного насоса

Расход питательной воды:

$$G_{\text{ПВ}} = \alpha_{\text{ПВ0}} \cdot G_0 = 1,028 \cdot 2003 = 2059 \text{ кг/с.}$$

Подача питательной воды:

$$Q_{\text{ПВ}} = \frac{3600 \cdot G_{\text{ПВ}}}{\rho_{\text{ПВ}}} = \frac{3600 \cdot 2059}{897} = 8264 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}};$$

где  $\rho_{\text{ПВ}} = f(P_{\text{ПВ}}; h_{\text{ПЗ}}^{\text{ПВ}}) = 897 \text{ кг/м}^3$  – плотность питательной воды.

Давление на входе в питательный насос:

$$P_{\text{ПЗ}}^{\text{ПВ}} = P_{\text{д}} + \rho \cdot g \cdot H_{\text{д}} = 0,87 \cdot 10^6 + 897 \cdot 9,81 \cdot 29 = 1,12 \text{ МПа};$$

Где  $H_{\text{д}}=29 \text{ м}$  – высота от оси насоса до уровня воды в деаэраторе, обеспечивающая безкавитационную работу насоса.

Давление на выходе из питательного насоса:

$$P_{\text{ПН}}^{\text{ВЫХ}} = 9,1 \text{ МПа};$$

Напор питательного насоса:

$$H_{\text{ПВ}} = \frac{P_{\text{ПН}}^{\text{ВЫХ}} - P_{\text{ПН}}^{\text{ВХ}}}{\rho_{\text{ПВ}} \cdot g} = \frac{(9,1 - 1,12) \cdot 10^6}{897 \cdot 9,81} = 907,3 \text{ м.}$$

Таблица 4.6 - Основные характеристики ПЭН

Наименование агрегата	Кол.	Подача	Напор	Частота вращения	КПД	Мощность
	шт.	м <sup>3</sup> /ч	м	об/мин	%	МВт
ПЭН-1650-80	4	1650	910	2970	85	5

Примем три рабочих насоса и один резервный.

#### 4.6 Выбор деаэратора

Суммарная производительность деаэраторов выбирается по максимальному расходу питательной воды. На каждый блок устанавливается по возможности один деаэратор с одной или двумя колонками с рабочим давлением 0,59-1,29 МПа. Емкость баков деаэраторов должна быть на 15% больше запаса питательной воды, который составляет 3,5 минуты.

Расход питательной воды:

$$G_{\text{ПВ}} = \alpha_{\text{ПВ0}} \cdot G_0 = 1,028 \cdot 2003 = 2059 \text{ кг/с.}$$

Рабочее давление:

$$p_p = 0,87 \text{ МПа};$$

Емкость бака деаэратора:

$$V = 1,15 \cdot G_{\text{ПВ}} \cdot \nu \cdot \tau = 1,15 \cdot 2059 \cdot 0,001 \cdot 3,5 \cdot 60 = 497 \text{ м}^3$$

Таблица 4.7 – Основные характеристики деаэрационной колонки

Наименование агрегата	Кол.	Емкость бака	Полезная емкость бака	Рабочее давление
	шт.	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	МПа
КПД-6000-А	1	400	250	0,97

Таблица 4.8 – Основные характеристики деаэрационного бака

Наименование агрегата	Кол.	Номинальная производительность	Длина деаэратора	Высота деаэратора
	шт.	кг/с	мм	мм
ДП-6000/2500-А-1	1	1667	36000	7900

Вывод: в ходе проделанной работы определили напоры, которые необходимо преодолеть насосам, для подачи конденсата в питательный тракт. В соответствии с полученными данными были выбраны соответствующие насосы. Так же были определены площади теплообмена, температурные напоры и выбраны соответствующие теплообменники. Произведен выбор деаэратора. Все необходимые теплообменники, насосы и деаэратор были выбраны из уже имеющихся аппаратов.

## 5. Расчет характеристик обратной системы технического водоснабжения

Цель: выбор СТВ и расчёт её характеристик.

Дано:  $\alpha_k = 0,516$ ;  $G_0 = 2003 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$ ;  $p_k = 0,0163 \text{ МПа}$ .

АЭС являются крупными потребителями воды. Наибольшее количество технической воды используется на конденсацию пара, отработавшего в турбине. Для разных типов турбин значения этих расходов разные.

Основным требованием к качеству охлаждающей воды является её температура, обеспечивающая нормальный вакуум в конденсаторах, не вызывающая образования отложений минерального и биологического характера и не вызывающая коррозии оборудования.

Кроме конденсации пара техническая вода расходуется на охлаждение газа и воздуха электрогенератора и электродвигателей, на охлаждение масла турбин и вспомогательных механизмов, на охлаждение подшипников, на восполнение потерь пара и конденсата в основном цикле ТЭС и подпиточной воды теплосетей. Кроме того, вода необходима на противопожарные мероприятия, хозяйственно-бытовые и питьевые нужды.

Рассчитываемая АЭС располагается в Нинь Тхуан. В качестве обратной системы технического водоснабжения будем использовать градирни.

## Определим расход охлаждающей воды через конденсатор

Теплота конденсации пара  $Q_k$  определяется из уравнения теплового баланса конденсатора:

$$Q_k = G_k(h_k - h'_k) = G_b c_b \Delta t_b, \text{ где } c_b = 4,19 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К}).$$

Расход пара через конденсатор составит  $G_k = 1033,5 \text{ кг/с}$ :

$$Q_k = 1033,5 \cdot (2552 - 233) = 2396,7 \text{ МВт}.$$

Для систем технического водоснабжения с градирнями выбирают повышенную кратность охлаждения – 40...60 [2], примем  $m = 50$ .

$$m = \frac{G_b}{G_k};$$

$$G_b = m \cdot G_k = 50 \cdot 1033,5 = 51675 \text{ кг/с}$$

Далее можем найти подогрев охлаждающей воды в конденсаторе:

$$\Delta t_{\theta} = \frac{G_k \cdot (h_k - h'_k)}{G_b \cdot c_b} = \frac{1033,5 \cdot (2552 - 233)}{51675 \cdot 4,19} = 11 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Переведём расход технической воды в  $\text{м}^3/\text{ч}$ :

$$G_{b'} = \frac{G_b}{\rho} \cdot 3600 = 188863 \text{ м}^3/\text{ч},$$

Где  $\rho = f(p_k) = 985 \text{ кг/м}^3$ .

Таблица 5.1- Потребность в технической воде на АЭС [11]

№ п/п	Потребитель	Расход воды, %	Расход воды, $\text{м}^3/\text{ч}$
1.	На конденсацию пара	100	188863
2.	Охладители масла и газа турбин и электрогенератора	4	7554
3.	Охладители подшипников насосов и вспомогательных механизмов	0,3	567
4.	Системы подготовки добавочной воды	0,1	189
Общая потребность в технической воде на АЭС			197173

Принимаем башенные градирни с пленочными оросителями, в которых вытяжные башни из монолитного железобетона гиперболической формы [12].

Плотность орошения:

$$g_{\Gamma} = G_{o.v}/F_{op}, \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч}).$$

На современных противоточных градирнях с естественной тягой достигает  $g_{\Gamma} = 9 - 10 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ .

$$F_{op} = \frac{G_{o.v}}{g_{\Gamma}} = \frac{197173}{10} = 19717 \text{ м}^2.$$

Примем 1 градирню.

### Выбор насосов циркуляционной системы охлаждения

Как правило, применяются два насоса, обеспечивающих при одновременной работе 100% производительность для режима, отвечающего максимальной (летней) нагрузке.

Расход охлаждающей воды при летней нагрузке

$G_{\text{в}} = 197173 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Анализируя полученные результаты, выбираем насос 220-ДПВ.

Таблица 5.2- Технические характеристики осевого насоса 220-ДПВ

Наименование агрегата	Кол-во	Подача	Напор	Частота вращения	КПД	Мощность э/д
	шт.	$\text{м}^3 / \text{ч}$	м	об/мин	%	кВт
220-ДПВ	4	68400	23	250	88	4930



## 6. Проект парогенератора

Таблица 6.1 – Исходные данные

Вид т/н	вода
$D_2$ , кг/с	445
$P_1$ , Мпа	16,2
$t'_1$ , °C	329,7
$t''_1$ , °C	298,6
$P_2$ , Мпа	7
$t''_2$ , °C	$T_s$
$t_{пв}$ , °C	225
$\alpha_{пп}$	0,4
ТТС	Э+И
Прототип, форма трубок	ВВЭР, U-образные

### 6.1 Выбор и обоснование конструктивной схемы ПГ

Парогенераторы блоков АЭС с реакторами ВВЭР–1300 – горизонтально расположенные теплообменные аппараты корпусного типа. В каждой из четырёх циркуляционных петель реактора ВВЭР – 1300 установлено по одному парогенератору.

Генерация и сепарация пара осуществляется в одном корпусе, который состоит из центральной (утолщённой) и двух боковых цилиндрических обечаек с приваренными к ним эллиптическими днищами. Материалом корпуса служит сталь 10ГН2МФА. По высоте он условно делится на две части. Верхняя часть предназначена для сепарации пара, а нижняя – для размещения поверхности теплообмена.

Трубный пучок теплопередающей поверхности состоит из U-образных трубок с шахматной компоновкой. Максимальная длина трубки в пучке не превышает 14 м, что позволяет применять трубы без сварных стыков. Материал труб теплопередающей поверхности – аустенитная нержавеющая сталь 12X18Н10Т. Входные и выходные концы трубок завальцованы с

подваркой в вертикальные коллекторы, которые вводятся в корпус через штуцера. Коллекторы и узлы их ввода – сложные конструкции. Коллекторы подвода и отвода теплоносителя изготовленные из стали 10ГН2МФА, внутренняя поверхность которых плакирована аустенитной нержавеющей сталью 12Х18Н10Т. Трубы в пучке дистанционируются с помощью фигурных и плоских пластин, причём последние обеспечивают жёсткость дистанционирующей решётки.

Питательная вода вводится в парогенератор выше уровня одной трубой называемой коллектором питательной воды. Между коллектором и корпусом ПГ имеется защитная паровая рубашка, которая предотвращает возникновение чрезмерных температурных напряжений в толстостенных элементах.

На расстоянии 200 мм от верхнего ряда труб расположен погруженный дырчатый щит, предназначенный для выравнивания скорости выхода пара с зеркала испарения. По всему периметру к щиту приварены листы (закраины), препятствующие выходу пара из межтрубного пространства через проходы для воды.

## 6.2 Расчет и построение тепловой диаграммы

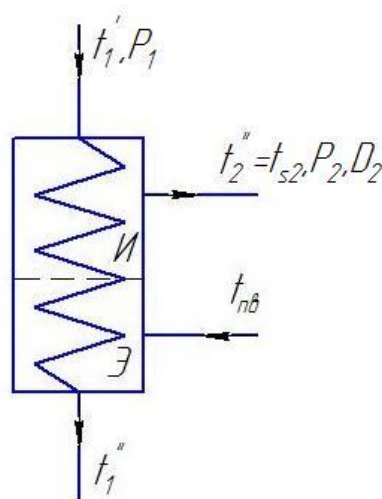


Рисунок 6.1 – Принципиальная тепловая схема ПГ с естественной циркуляцией.

Запишем уравнение теплового баланса для парогенератора:

$$Q_{\text{ПГ}} = G \cdot (h'_1 - h''_1) \cdot \eta_{\text{ПГ}} = (D + D_{\text{пр}}) \cdot (h' - h_{\text{пв}}) \cdot \eta_{\text{ПГ}} + D \cdot r,$$

где:

- $Q_{\text{ПГ}}$  – количество тепла, переданного от ТН к РТ в ПГ, МВт;
- $G, D, D_{\text{пр}}$  – соответственно расход ТН, РТ и воды на продувку, кг/с;
- $h'_1, h''_1$  – соответственно энтальпия ТН на входе и на выходе ПГ, кДж/кг;
- $h', h_{\text{пв}}$  – соответственно энтальпия РТ в состоянии насыщения (насыщенной воды) и ПВ, кДж/кг;
- $\eta_{\text{ПГ}} = 0,98$  – КПД ПГ.

Значения всех энтальпий определяются по программному обеспечению “WaterSteamPro” при соответствующих параметрах:

- $h'_1 = f(P_1; t'_1) = 1513 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$
- $h''_1 = f(P_1; t''_1) = 1329 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$
- $h' = h'_2 = f(P_s = P_2) = 1267 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$
- $h_{\text{пв}} = f(P_2; t_{\text{пв}}) = 968 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$
- $r = f(P_s) = 1505 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$  – теплота парообразования;
- $t''_2 = t_{s2} = f(P_2) = 285,8 \text{ } ^\circ\text{C}$  – температура насыщения РТ.

Определим расход питательной воды и воды на продувку, кг/с:

$$D_{\text{пр}} = D \cdot \alpha_{\text{пр}} = 445 \cdot 0,004 = 1,78 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$D_{\text{пв}} = D + D_{\text{пр}} = 445 + 1,78 = 446,78 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

где  $\alpha_{\text{пр}} = 0,004$  – расход воды на продувку.

Рассчитаем мощность ПГ, используя данные по рабочему телу, МВт:

$$\begin{aligned} Q_{\text{ПГ}} &= (D + D_{\text{пр}}) \cdot (h' - h_{\text{пв}}) \cdot \eta_{\text{ПГ}} + D \cdot r = \\ &= (445 + 1,78) \cdot (1267 - 968) \cdot 0,98 + 445 \cdot 1505 = 800,6 \text{ МВт.} \end{aligned}$$

Из уравнения теплового баланса определяем расход теплоносителя, кг/с:

$$G = \frac{Q_{\text{ПГ}}}{(h'_1 - h''_1) \cdot \eta_{\text{ПГ}}} = \frac{800,6 \cdot 10^3}{(1513 - 1329) \cdot 0,98} = 4440 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Температура воды на входе экономайзерного участка ( $t_{\text{Ц}}$ ) может быть определена при решении уравнения баланса теплоты при смешении двух потоков (питательная вода и вода контура естественной циркуляции):

$$D_{\text{Ц}} \cdot h_{\text{Ц}} = D_{\text{ПВ}} \cdot h_{\text{ПВ}} + (D_{\text{Ц}} - D) \cdot h';$$

где:

- $D_{\text{Ц}} = D \cdot h_{\text{Ц}}$  – расход воды в опускном участке контура естественной циркуляции, кг/с;
- $h_{\text{Ц}}$  – энтальпия соответствующая температуре  $t_{\text{Ц}}$ , кДж/кг.

Для рассчитываемого ПГ кратность циркуляции ( $k_{\text{Ц}}$ ) рекомендуется выбирать в диапазоне от 4 до 8-10. Прирав  $k_{\text{Ц}}=6$  и рассчитывается энтальпия:

$$h_{\text{Ц}} = \frac{D_{\text{ПВ}} \cdot h_{\text{ПВ}} + (D_{\text{Ц}} - D) \cdot h'}{D_{\text{Ц}}} = \frac{446,78 \cdot 968 + (445 \cdot 6 - 445) \cdot 1267}{445 \cdot 6} =$$

$$= 1218 \text{ кДж /кг};$$

И найдем  $t_{\text{Ц}} = f(P_2; h_{\text{Ц}}) = 276,5 \text{ } ^\circ\text{C}$ .

Температуру ТН на выходе из испарителя ( $t''_{1\text{И}}$ ) определим из уравнения теплового баланса для ТН на экономайзерном участке:

$$t''_{1\text{И}} = \frac{Q_{\text{Э}}}{G \cdot \bar{C}_P \cdot \eta_{\text{ПГ}}} + t'_1;$$

где:

- $Q_{\text{Э}} = D_{\text{ЭК}} \cdot (h' - h_{\text{ПВ}}) = (D + D_{\text{пр}}) \cdot (h' - h_{\text{ПВ}}) = 133,6 \text{ МВт}$  – тепловая мощность экономайзера;
- $\bar{C}_P = 4,9$  – средняя изобарная теплоемкость ТН на экономайзерном участке, кДж/кг.К.

$$t''_{1и} = \frac{133,6 \cdot 10^6}{4440 \cdot 4,9 \cdot 10^3 \cdot 0,98} + 298,6 = 304,9 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Зная  $t''_{1и}$  и  $t_{s2}$ , определим минимальный температурный напор на выходе из испарителя:

$$\Delta t_{и}^{\min} = t''_{1и} - t_{s2} = 304,9 - 285,8 = 19,1 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Оптимальное значение  $\Delta t_{и}^{\min}$  для парогенератора данного типа находится в пределах  $10 \div 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Используя полученные данные построим  $t$ - $Q$  диаграмму для рассчитываемого парогенератора в масштабе с подписями характерных температур.

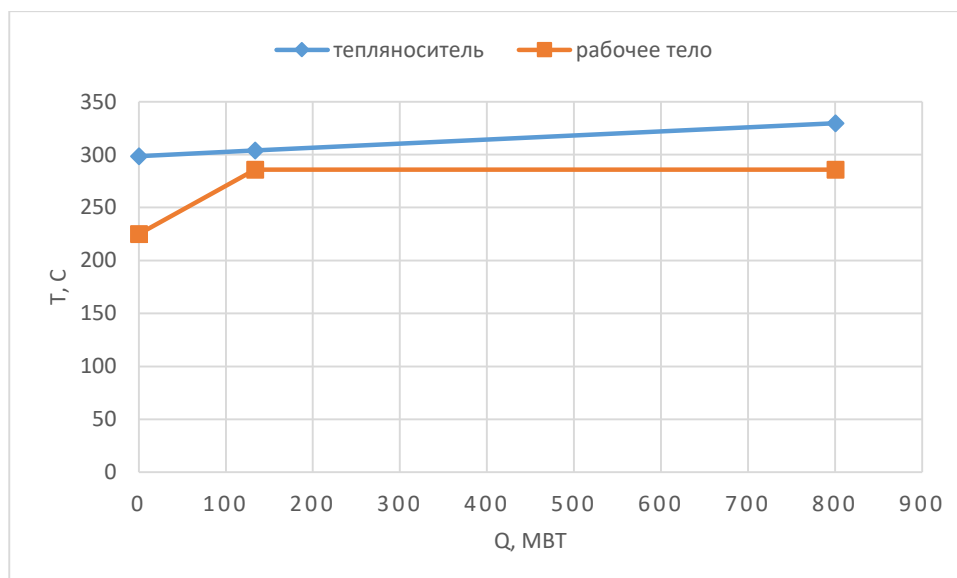


Рисунок 6.2- T-Q диаграмма

### 6.3 Тепловой расчет

Расчет позволяет найти коэффициент теплоотдачи, плотность теплового потока, коэффициент теплопередачи и площадь теплопередающей поверхности модулей парогенератора (экономайзера и испарителя). Также определяется площадь теплопередающей поверхности всего ПГ и длина его труб.

Согласно рекомендациям [13, п.12.1] выбираем следующие марки стали:

- для труб теплопередающей поверхности – 12Х18Н10Т;
- для коллектора теплоносителя – 10ГН2МФА, плакированная со стороны, омываемой теплоносителем, сталью 12Х18Н10Т;
- для элементов корпуса – 10ГН2МФА.

### Расчет толщины стенок труб теплопередающей поверхности

Расчет производится с учетом всех рекомендаций и по формулам из [13, п.14.2].

Толщины стенки труб теплопередающей поверхности, мм:

$$\delta_P = \frac{P_{1P} \cdot d_H}{2 \cdot \phi \cdot [\sigma] + P_{1P}} + C;$$

Расчетное давление теплоносителя:

$$P_{1P} = 0,9 \cdot 1,25 \cdot P_1 = 0,9 \cdot 1,25 \cdot 16,2 = 18,2 \text{ МПа.}$$

Переведем расчетное давление теплоносителя в другие единицы измерения (то есть 1 МПа = 0,102 кгс/мм<sup>2</sup>):

$$P_{1P} = 18,2 \cdot 0,102 = 1,86 \text{ кгс /мм}^2.$$

Расчетную температуру стенки труб во входном сечении в первом приближении можно рассчитать по формуле:

$$t'_{\text{СТ.Р}} = 0,5 \cdot (t'_1 + t_{s2}) = 0,5 \cdot (329,7 + 285,8) = 307,8 \text{ }^\circ\text{C};$$

При  $t'_{\text{СТ.Р}} = 307,8$  для стали 12Х18Н10Т из [13, с.340, П.11] возьмем номинальное допускаемое напряжение  $[\sigma_H] = 12 \text{ кгс /мм}^2 \approx 118 \text{ МПа}$ . Так как трубки поверхности теплообмена бесшовные, то коэффициент прочности  $\phi = 1$ ;  $d_H = 16 \text{ мм}$ .

$$\delta_P - C = \frac{1,86 \cdot 16}{2 \cdot 1 \cdot 12 + 1,86} = 1,151.$$

Прибавка к толщине на минусовой допуск  $C_1 = 0,11 \cdot (\delta_p - C) = 0,11 \cdot 1,151 = 0,127$  мм. Прибавка к толщине на утонение за счет коррозии принимаем  $C_2 = 0$ . Необходимое утолщение  $\delta_p$  по технологическим, монтажным и другим причинам проектирующих или изготавливающих предприятий принимаем  $C_3 = 0$ . Утонение стенки в месте гибов определим по следующей формуле, при этом будем считать овальность трубы  $a = 12\%$  и толщину стенки в первом приближении примем  $\delta_p = 1,4$  мм:

$$C_4 = \left[ \frac{1,5 \cdot \left( \frac{a}{100} - \frac{\delta_p}{d_H} \right)}{1,5 \cdot \frac{a}{100} + \frac{\delta_p}{d_H}} \right] \cdot \delta_p = \left[ \frac{1,5 \cdot \left( \frac{12}{100} - \frac{1,4}{16} \right)}{1,5 \cdot \frac{12}{100} + \frac{1,4}{16}} \right] \cdot 1,4 = 0,255;$$

Таким образом, общая прибавка к  $\delta_p$  определится из соотношения:

$$C = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 = 0,127 + 0 + 0 + 0,255 = 0,382 \text{ мм};$$

$$\delta_p = 1,151 + 0,382 = 1,53 \text{ мм}.$$

Из стандартного ряда принимаем ближайшее большее значение толщины трубки поверхности теплообмена по ГОСТ 9941-81  $\delta_p = 1,6$  мм.

Внутренний диаметр труб:

$$d_B = d_H - 2 \cdot \delta = 16 - 2 \cdot 1,6 = 12,8 \text{ мм}.$$

Площадь живого сечения трубы:

$$f_{TP} = \frac{\pi \cdot d_B^2}{4} = \frac{\pi \cdot 0,0128^2}{4} = 1,287 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

### Число труб теплопередающей поверхности

Согласно рекомендациям [13, п.11.5] диапазон изменения скорости ТН в трубках теплопередающей поверхности  $3 \div 5$  м/с. Принимаем скорость теплоносителя на входе в трубки  $\omega_{1ВХ} = 4,5$  м/с.

Средняя плотность теплоносителя на входе трубки:

$$\bar{\rho} = f(\bar{t}_{ТН}, P_1) = f(314,15^0 \text{ С}; 16,2 \text{ МПа}) = 696,7 \text{ кг/м}^3.$$

Из уравнения неразрывности определим число труб теплопередающей поверхности:

$$F \cdot \omega_{1BX} = \frac{G}{\bar{\rho}} ;$$

где:

- $F = n_{\text{ТР}} \cdot \frac{\pi \cdot d_{\text{ВН}}^2}{4}$  – площадь живого сечения всех трубок ПГ, м<sup>2</sup>;
- $d_{\text{ВН}} = 0,0128$  – внутренний диаметр трубки, м;
- $G = 4440$  – расход ТН, кг/с.

Тогда число трубок:

$$n_{\text{ТР}} = \frac{4 \cdot G}{\omega_{1BX} \cdot \bar{\rho} \cdot \pi \cdot d_{\text{ВН}}^2} = \frac{4 \cdot 4440}{4,5 \cdot 696,7 \cdot \pi \cdot (0,0128)^2} = 11006 \text{ шт.}$$

### Расчет площади теплопередающей поверхности испарительного участка ПГ

Исходные данные:

$$Q_{\text{И}} = 667 \text{ МВт}; \quad t'_{1\text{И}} = t'_1 = 329,7^\circ\text{C}; \quad t''_{1\text{И}} = 304,9^\circ\text{C}; \\ t'_{2\text{И}} = t''_{2\text{И}} = t_{\text{с2}} = 285,8^\circ\text{C}.$$

Площадь теплопередающей поверхности рассчитывается по формуле:

$$S_{\text{И}} = \frac{Q_{\text{И}}}{\bar{k}_{\text{И}} \cdot \overline{\Delta t_{\text{И}}}};$$

где:

- $\overline{\Delta t_{\text{И}}}$  – средний температурный напор на испарительном участке;
- $\bar{k}_{\text{И}}$  – средний коэффициент теплоотдачи на испарительном

участке.

$$\overline{\Delta t_{\text{И}}} = \frac{(t'_{1\text{И}} - t''_{2\text{И}}) - (t''_{1\text{И}} - t'_{2\text{И}})}{\ln \left[ \frac{(t'_{1\text{И}} - t''_{2\text{И}})}{(t''_{1\text{И}} - t'_{2\text{И}})} \right]} = \frac{(329,7 - 285,8) - (304,9 - 285,8)}{\ln \left[ \frac{(329,7 - 285,8)}{(304,9 - 285,8)} \right]} \\ = 29,8^\circ\text{C}.$$

Так как отношение  $\frac{d_{\text{н}}}{d_{\text{в}}} = 1,25 \leq 2$ , то коэффициент теплоотдачи ( $k$ ) рассчитывается по формуле:

$$k = \left[ \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{\text{ст}}}{\lambda_{\text{ст}}} + 2 \cdot R_{\text{ок}} + \frac{1}{\alpha_2} \right]^{-1}$$



Так как материал трубок поверхности нагрева аустенитная нержавеющая сталь марки 12Х18Н10Т, то термическое сопротивление окислов  $R_{ок} = 5 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$  [ [13, п.8.1, с.144].

Коэффициент теплоотдачи от теплоносителя к стенке:

$$\alpha_1 = 0,021 \cdot \frac{\lambda}{d} \cdot \text{Re}^{0.8} \cdot \text{Pr}^{0.43} \cdot C_t \cdot C_l,$$

где поправочные коэффициенты  $C_t$  и  $C_l$  в расчёте можно принять равными единице.

Для точности расчета теплоотдачу на испарителе будем считать для входного и выходного участков (по ТН), т.е. считаем коэффициент теплопередачи во входном сечении испарителя ( $k_{ВХ}$ ) и в выходном ( $k_{ВЫХ}$ ).

Коэффициенты  $k_{ВХ}$  и  $k_{ВЫХ}$  должны различаться не более чем на 25%, иначе будет необходимо разбивать испарительный участок ПГ пополам и считать коэффициенты теплопередачи для трех сечений вход, выход и середина. Теплоноситель движется внутри трубок, поэтому гидравлический диаметр равен внутреннему диаметру трубки поверхности нагрева ( $d_{\Gamma} = d_{В}$ ).

Рассчитаем скорости теплоносителя на входе и на выходе трубки:

$$\omega_{1ВХ} = \frac{G}{\rho_{1ВХ} \cdot n_{\text{тр}} \cdot f_{\text{тр}}} = \frac{4440}{655 \cdot 11006 \cdot 1,287 \cdot 10^{-4}} = 4,8 \text{ м/с};$$

$$\omega_{1ВЫХ} = \frac{G}{\rho_{1ВЫХ} \cdot n_{\text{тр}} \cdot f_{\text{тр}}} = \frac{4440}{717,6 \cdot 11006 \cdot 1,287 \cdot 10^{-4}} = 4,4 \text{ м/с}.$$

где:  $\rho_{1ВХ} = f(P_1; t'_1) = 655 \text{ кг/м}^3$  – плотность ТН на входе в трубки испарителя;  $\rho_{1ВЫХ} = f(P_1; t''_{1И}) = 717,6 \text{ кг/м}^3$  – плотность ТН на выходе из трубок испарителя.

Определим число Рейнольдса для входного и выходного участков:

$$\text{Re}_{ВХ} = \frac{\omega_{1ВХ} \cdot d_{\Gamma}}{v_{1ВХ}} = \frac{4,8 \cdot 12,8 \cdot 10^{-3}}{1,17 \cdot 10^{-7}} = 5,24 \cdot 10^5;$$

$$\text{Re}_{ВЫХ} = \frac{\omega_{1ВЫХ} \cdot d_{\Gamma}}{v_{1ВЫХ}} = \frac{4,4 \cdot 12,8 \cdot 10^{-3}}{1,21 \cdot 10^{-7}} = 4,62 \cdot 10^5.$$

где:  $\nu_{1ВХ} = f(P_1; t'_{1И}) = 1,17 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}$  —кинематическая вязкость на входном участке;

$\nu_{1ВЫХ} = f(P_1; t''_{1И}) = 1,21 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}$  —кинематическая вязкость на выходном участке.

Коэффициенты теплопроводности теплоносителя и критерии Прандтля:

$$\lambda_{1ВХ}(P_1, t'_{1И}) = 0,497 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}; \quad \lambda_{1ВЫХ}(P_1, t''_{1И}) = 0,552 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}};$$

$$\text{Pr}_{ВХ}(P_1, t'_{1И}) = 1,024; \quad \text{Pr}_{ВЫХ}(P_1, t''_{1И}) = 0,875.$$

Найдем  $\alpha_{1ВХ}$  и  $\alpha_{1ВЫХ}$ :

$$\alpha_{1ВХ} = 0,021 \cdot \frac{0,497}{12,8 \cdot 10^{-3}} \cdot (5,24 \cdot 10^5)^{0,8} \cdot 1,024^{0,43} \cdot 1 \cdot 1 =$$

$$= 30995 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К};$$

$$\alpha_{1ВЫХ} = 0,021 \cdot \frac{0,552}{12,8 \cdot 10^{-3}} \cdot (4,62 \cdot 10^5)^{0,8} \cdot 0,875^{0,43} \cdot 1 \cdot 1 =$$

$$= 29092 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}.$$

Теплоотдача от стенки к рабочему телу в испарителе ПГ происходит в условиях кипения в большом объеме. Поэтому согласно рекомендациям [13, п.6.3, с.113] выбираем следующую формулу для расчета коэффициента теплоотдачи рабочего тела ( $\alpha_{2ВХ}$ ). Определим  $\alpha_{2ВХ}$  по формуле ЦКТИ:

$$\alpha_{2ВХ} = \frac{10,45}{3,3 - 0,0113 \cdot (T_s - 373)} \cdot q^{0,7},$$

где:  $q$  — плотность теплового потока,  $\text{Вт/м}^2$ ;  $T_s$  —температура насыщения рабочей среды,  $^{\circ}\text{С}$ .

Это уравнение решают методом последовательных итераций: ориентировочно задаются значением  $q = q'$ , рассчитывают значение  $\alpha'_{2,}$   $k'_{2,}$  затем определяют  $q'' = k' \cdot \Delta t$ . Если выполняется условие  $0,95 \leq \frac{q'}{q''} \leq 1,05$ , то расчет заканчивается. Если условие не выполняется, то расчет продолжается и в качестве нового значения  $q$  принимается  $q''$ .

Для первой итерации величина  $q'$  может быть принята равной:

$$q' = (0,7 \div 0,8) \cdot \Delta t \cdot \left( \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{\text{СТ}}}{\lambda_{\text{СТ}}} + 2R_{\text{ок}} \right)^{-1},$$

где:  $\lambda_{\text{СТ}}$  — коэффициент теплопроводности, определяется по температуре стенки, Вт/м · К;  $\Delta t$  — температурный напор в соответствующем сечении испарителя, °С.

Температуры стенки во входном и выходном сечении испарительного участка можно принять равными:

$$t_{\text{СТ}}^{\text{ВХ}} = t_s + 0,3 \cdot (t'_{1\text{И}} - t_s) = 285,8 + 0,3 \cdot (329,7 - 285,8) = 299 \text{ °С};$$

$$t_{\text{СТ}}^{\text{ВЫХ}} = t_s + 0,3 \cdot (t''_{1\text{И}} - t_s) = 285,8 + 0,3 \cdot (304,9 - 285,8) = 291,5 \text{ °С}.$$

Коэффициенты теплопроводности стенки во входном и выходном сечении испарительного участка:

$$\lambda_{\text{СТ}}^{\text{ВХ}} = 19 \text{ Вт/м} \cdot \text{К}; \quad \lambda_{\text{СТ}}^{\text{ВЫХ}} = 18,9 \text{ Вт/м} \cdot \text{К}.$$

Температурный напор на входе и выходе испарительного участка:

$$\Delta t_{\text{ВХ}} = t'_{1\text{И}} - t_{s2} = 329,7 - 285,8 = 43,9 \text{ °С};$$

$$\Delta t_{\text{ВЫХ}} = t''_{1\text{И}} - t_{s2} = 304,9 - 285,8 = 19,1 \text{ °С}.$$

Коэффициент теплопередачи на входном участке испарителя:

$$q' = 0,75 \cdot 43,9 \cdot \left( \frac{1}{30995} + \frac{1,6 \cdot 10^{-3}}{19} + 5 \cdot 10^{-5} \right)^{-1} = 152,1 \text{ кВт/м}^2;$$

$$\Rightarrow \alpha'_{2\text{ВХ}} = \frac{10,45}{3,3 - 0,0113 \cdot (285,8 + 273,15 - 373)} \cdot (152,1 \cdot 10^3)^{0,7} =$$

$$= 36971 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К};$$

$$k'_{\text{ВХ}} = \left[ \frac{1}{30995} + \frac{1,6 \cdot 10^{-3}}{19} + 2 \cdot 5 \cdot 10^{-5} + \frac{1}{36971} \right]^{-1} =$$

$$= 4106 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К};$$

$$q'' = k'_{\text{ВХ}} \cdot \Delta t = 4106 \cdot 43,9 = 180,3 \text{ кВт/м}^2, \quad \text{так как} \quad \frac{q'}{q''} = 0,84 \Rightarrow$$

Произведем вторую итерацию, примем  $q' = q'' = 180,3 \text{ кВт/м}^2$ :

$$\alpha'_{2BX} = \frac{10,45}{3,3 - 0,0113 \cdot (285,8 + 273,15 - 373)} \cdot (180,3 \cdot 10^3)^{0,7} =$$

$$= 41647 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К};$$

$$k'_{BX} = \left[ \frac{1}{30995} + \frac{1,6 \cdot 10^{-3}}{19} + 2 \cdot 5 \cdot 10^{-5} + \frac{1}{41647} \right]^{-1} = 4158 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К};$$

$$q'' = k'_{BX} \cdot \Delta t = 4158 \cdot 43,9 = 182,5 \text{ кВт/м}^2, \quad \text{так как } \frac{q'}{q''} = 0,99 \Rightarrow$$

Заканчиваем расчет и принимаем  $k_{BX} = 4158 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$ .

Аналогично определим для выходного участка:

$$q' = 0,75 \cdot 19,1 \cdot \left( \frac{1}{29092} + \frac{1,6 \cdot 10^{-3}}{18,9} + 2 \cdot 5 \cdot 10^{-5} \right)^{-1} = 65,3 \text{ кВт/м}^2.$$

$$\Rightarrow \alpha'_{2ВЫХ} = \frac{10,45}{3,3 - 0,0113 \cdot (285,8 + 273,15 - 373)} \cdot (65,3 \cdot 10^3)^{0,7} =$$

$$= 20452 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К};$$

$$k'_{ВЫХ} = \left[ \frac{1}{29092} + \frac{1,6 \cdot 10^{-3}}{18,9} + 2 \cdot 5 \cdot 10^{-5} + \frac{1}{20452} \right]^{-1} = 3732 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К};$$

$$q'' = k'_{ВЫХ} \cdot \Delta t = 3732 \cdot 19,1 = 71,2 \text{ кВт/м}^2, \quad \text{так как } \frac{q'}{q''} = 0,92 \Rightarrow$$

Произведем вторую итерацию, примем  $q' = q'' = 71,2 \text{ кВт/м}^2$ :

$$\alpha'_{2ВЫХ} = \frac{10,45}{3,3 - 0,0113 \cdot (285,8 + 273,15 - 373)} \cdot (71,2 \cdot 10^3)^{0,7} =$$

$$= 21733 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}};$$

$$k'_{ВЫХ} = \left[ \frac{1}{29092} + \frac{1,6 \cdot 10^{-3}}{18,9} + 2 \cdot 5 \cdot 10^{-5} + \frac{1}{21733} \right]^{-1} = 3773 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}};$$

$$q'' = k'_{ВЫХ} \cdot \Delta t = 3773 \cdot 19,1 = 72,1 \text{ кВт/м}^2, \quad \text{так как } \frac{q'}{q''} = 0,99 \Rightarrow$$

Заканчиваем расчет и принимаем  $k_{ВЫХ} = 3773 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$ .

Коэффициенты  $k_{BX}$  и  $k_{ВЫХ}$  должны различаться не более чем на 25%,

т.е:

$$\frac{k_{\text{ВХ}} - k_{\text{ВЫХ}}}{k_{\text{ВХ}}} \cdot 100\% = \frac{4158 - 3773}{4158} \cdot 100\% = 9,26 \%$$

Определим средний коэффициент теплопередачи:

$$\overline{k_{\text{И}}} = \frac{k_{\text{ВХ}} + k_{\text{ВЫХ}}}{2} = \frac{4158 + 3773}{2} = 3965,5 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К.}$$

Определим площадь теплопередающей поверхности испарительного участка:

$$S_{\text{И}} = \frac{Q_{\text{И}}}{\overline{k_{\text{И}}} \cdot \Delta t_{\text{И}}} = \frac{667 \cdot 10^6}{3965,5 \cdot 29,8} = 5649 \text{ м}^2.$$

Таблица 6.2 – Параметры испарительного участка ПГ.

Тепловая мощность участка, $Q_{\text{И}}$ , МВт		667
Температурный напор $\Delta t$ , °С	на входе $\Delta t_{\text{ВХ}}$ :	43,9
	на выходе $\Delta t_{\text{ВЫХ}}$ :	19,1
Коэффициент теплоотдачи от ТН к стенке $\alpha$ , кВт/м <sup>2</sup> · К.	на входе $\alpha_{1\text{ВХ}}$ :	30,99
	на выходе $\alpha_{1\text{ВЫХ}}$ :	29,09
Коэффициент теплоотдачи от стенки к РТ $\alpha$ , кВт/м <sup>2</sup> · К.	на входе $\alpha_{2\text{ВХ}}$ :	41,6
	на выходе $\alpha_{2\text{ВЫХ}}$ :	21,7
Плотность теплового потока для РТ $q$ , кВт/м <sup>2</sup> .	входного участка $q_{\text{ВХ}}$ :	182,5
	выходного участка $q_{\text{ВЫХ}}$ :	72,1
Коэффициент теплопередачи $k$ , Вт/м <sup>2</sup> · К.	входного участка $k_{\text{ВХ}}$ :	4158
	выходного участка $k_{\text{ВЫХ}}$ :	3773
Площадь теплопередающей поверхности исп-ого участка, м <sup>2</sup>		5649

### Расчет площади теплопередающей поверхности экономайзерного участка ПГ

Исходные данные:

$$Q_{\text{Э}} = 133,6 \text{ МВт}; \quad t'_{1\text{Э}} = t''_{1\text{И}} = 304,9^\circ\text{С}; \quad t''_{1\text{Э}} = t''_1 = 298,6^\circ\text{С};$$

$$t'_{2\text{Э}} = t_{\text{Ц}} = 276,5^\circ\text{С} \quad (\text{при } k_{\text{Ц}} = 6);$$

$$t''_{2\text{Э}} = t_{\text{S2}} = 285,8^\circ\text{С}.$$

На экономайзерный участок ПГ поступает вода, недогретая до кипения.

Так как на всем участке температура теплоносителя  $t'_{1\text{Э}} > t_{\text{S}} =$

$= 285,8 \text{ }^{\circ}\text{C}$ , а недогрев до  $t_s$  рабочего тела относительно невелик, то теплоотдача от стенки труб к рабочему телу возможна в условиях омывания некипящей водой, если температура наружной поверхности стенки труб  $\bar{t}_{\text{СТ}} < t_s$  и в условиях поверхностного кипения недогретой до  $t_s$  воды, если  $\bar{t}_{\text{СТ}} > t_s$ . Теплоотдача на экономайзерном участке считается для средних температур теплоносителя и рабочего тела.

Определим средние температуры ТН и РТ:

$$\begin{aligned}\bar{t}_{13} &= \frac{t_{13}^{II} + t_{13}^I}{2} = \frac{298,6 + 304,9}{2} = 301,7 \text{ }^{\circ}\text{C}; \\ \bar{t}_{23} &= \frac{t_{23}^{II} + t_{23}^I}{2} = \frac{285,8 + 276,5}{2} = 281,2 \text{ }^{\circ}\text{C}; \\ \bar{t}_{\text{СТ}} &= \frac{\bar{t}_{13} + \bar{t}_{23}}{2} = \frac{301,7 + 281,2}{2} = 291,5 \text{ }^{\circ}\text{C}; \\ 291,5 &> 285,8 \quad \text{т.е.} \quad \bar{t}_{\text{СТ}} > t_s \Rightarrow\end{aligned}$$

Теплоотдача от стенки труб к рабочему телу происходит в условиях поверхностного кипения недогретой до температуры насыщения воды.

Коэффициент теплоотдачи ТН считается для режима теплоотдачи при поверхностном кипении недогретой до температуры воды в межтрубном пространстве ПГ. Алгоритм его расчета такой же, как и на испарительном участке.

Площадь теплопередающей поверхности рассчитывается по формуле [5,стр.246]:

$$S_3 = \frac{Q_3}{k_3 \cdot \overline{\Delta t_3}};$$

где:  $\overline{\Delta t_3}$  – средний температурный напор на экономайзерном участке;

$k_3$  – средний коэффициент теплопередачи на экономайзерном участке;

Средний температурный напор:

$$\overline{\Delta t_3} = \frac{(t''_{13} - t'_{23}) - (t'_{13} - t''_{23})}{\ln \left[ \frac{(t''_{13} - t'_{23})}{(t'_{13} - t''_{23})} \right]} = \frac{(298,6 - 276,5) - (304,9 - 285,8)}{\ln \left[ \frac{298,6 - 276,5}{304,9 - 285,8} \right]} =$$

$$= 20,5 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Так как отношение  $\frac{d_H}{d_B} = 1,25 \leq 2$ , то коэффициент теплоотдачи ( $k$ ) рассчитывается по формуле:

$$k_{\Sigma} = \left[ \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{CT}}{\lambda_{CT}} + 2 \cdot R_{OK} + \frac{1}{\alpha_2} \right]^{-1};$$

Так как материал трубок поверхности нагрева аустенитная нержавеющая сталь марки 12X18H10T, то термическое сопротивление окислов примем  $R_{OK} = 5 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$  [13, п.8.1, с.144].

Коэффициент теплоотдачи от ТН к стенке [5, стр.103]:

$$\alpha_1 = 0,021 \cdot \frac{\lambda}{d} \cdot \text{Re}^{0.8} \cdot \text{Pr}^{0.43} \cdot C_t \cdot C_l,$$

где: поправочные коэффициенты  $C_t$  и  $C_l$  в расчёте можно принять равными единице.

Теплоноситель движется внутри трубок, поэтому гидравлический диаметр равен внутреннему диаметру трубки поверхности нагрева ( $d_{\Gamma} = d_B$ ).

Определим среднюю скорость ТН:

$$\overline{\omega}_{1\Omega} = \frac{G}{\overline{\rho}_{1\Omega} \cdot n_{\text{тр}} \cdot f_{\text{тр}}} = \frac{4440}{724,3 \cdot 11006 \cdot 1,287 \cdot 10^{-4}} = 4,3 \text{ м/с}.$$

где:  $\overline{\rho}_{1\Omega} = f(P_1; \overline{t}_{1\Omega}) = 724,3 \text{ кг/м}^3$  – средняя плотность ТН на экономайзерном участке ПГ;

Теплофизические свойства ТН для средней температуры

$$\overline{t}_{1\Omega} = 301,7 \text{ }^{\circ}\text{C}:$$

- $\lambda_1 = 0,558 \text{ Вт/м} \cdot \text{К}$  – коэффициент теплопроводности;
- $\nu_1 = 1,22 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}$  – кинематическая вязкость;
- $\text{Pr}_1 = 0,865$  – число Прандтля.

Определим число Рейнольдса:

$$\text{Re}_{1\Omega} = \frac{\overline{\omega}_{1\Omega} \cdot d_{\Gamma}}{\nu_1} = \frac{4,3 \cdot 12,8 \cdot 10^{-3}}{1,22 \cdot 10^{-7}} = 4,54 \cdot 10^5;$$

Найдем  $\alpha_{1\Omega}$ :

$$\alpha_{13} = 0,021 \cdot \frac{0,558}{12,8 \cdot 10^{-3}} \cdot (4,54 \cdot 10^5)^{0,8} \cdot 0,865^{0,43} \cdot 1 \cdot 1$$

$$= 28861 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К};$$

Теплоотдача от стенки к рабочему телу на экономайзерном участке ПГ происходит в условиях кипения в большом объеме. Поэтому согласно рекомендациям [13, п.6.3, с.113] выбираем следующую формулу для расчета коэффициента теплоотдачи рабочего тела ( $\alpha_{23}$ ).

Определим  $\alpha_{23}$  по формуле ЦКТИ:

$$\alpha_{23} = \frac{10,45}{3,3 - 0,0113 \cdot (T_s - 373)} \cdot q^{0,7},$$

где:  $q$  – плотность теплового потока, Вт/м<sup>2</sup>;  $T_s$  – температура насыщения рабочей среды, °С.

Это уравнение решают методом последовательных итераций: ориентировочно задаются значением  $q = q'$ , рассчитывают значение  $\alpha'_{23}$ ,  $k'_{23}$ , затем определяют  $q'' = k' \cdot \Delta t$ . Если выполняется условие  $0,95 \leq \frac{q'}{q''} \leq 1,05$ , то расчет заканчивается. Если условие не выполняется, то расчет продолжается и в качестве нового значения  $q$  принимается  $q''$ . Для первой итерации величина  $q'$  может быть принята равной:

$$q' = (0,7 \div 0,8) \cdot \Delta t_{23} \cdot \left( \frac{1}{\alpha_{13}} + \frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}} + 2R_{ок} \right)^{-1},$$

где:  $\lambda_{ст}$  – коэффициент теплопроводности, определяется по температуре стенки, Вт/м · К;  $\Delta t$  – температурный напор, °С.

Определим температурный напор:

$$t_{23} = \bar{t}_{13} - t_s = 301,7 - 285,8 = 15,9 \text{ } ^\circ\text{С}.$$

Коэффициент теплопроводности стенки для средней температур

$$\bar{t}_{13} = 301,7 \text{ } ^\circ\text{С};$$

$$\lambda_{ст} = 19 \text{ Вт/м} \cdot \text{К}.$$

Коэффициент теплопередачи в первой итерации:



$$q' = 0,75 \cdot 15,9 \cdot \left( \frac{1}{28861} + \frac{1,6 \cdot 10^{-3}}{19} + 10^{-4} \right)^{-1} = 54,6 \text{ кВт/м}^2.$$

$$\Rightarrow \begin{cases} \alpha_{23} = \frac{10,45}{3,3 - 0,0113 \cdot (285,8 + 273,15 - 373)} \cdot (54,6 \cdot 10^3)^{0,7} = \\ = 18047 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}; \\ k_3 = \left[ \frac{1}{28861} + \frac{1,6 \cdot 10^{-3}}{19} + 2 \cdot 5 \cdot 10^{-5} + \frac{1}{18047} \right]^{-1} = 3646 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}. \end{cases}$$

$$\left\{ q'' = k_3 \cdot \Delta t = 3646 \cdot 15,9 = 58,1 \text{ кВт/м}^2, \text{ так как } \frac{q'}{q''} = 0,94 \Rightarrow \right.$$

Произведем вторую итерацию, примем  $q' = q'' = 58,1 \text{ кВт/м}^2$ :

$$\Rightarrow \begin{cases} \alpha_{23} = \frac{10,45}{3,3 - 0,0113 \cdot (285,8 + 273,15 - 373)} \cdot (58,1 \cdot 10^3)^{0,7} = \\ = 18850 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}; \\ k_3 = \left[ \frac{1}{28861} + \frac{1,6 \cdot 10^{-3}}{19} + 2 \cdot 5 \cdot 10^{-5} + \frac{1}{18850} \right]^{-1} = 3678 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}. \end{cases}$$

$$\left\{ q'' = k_3 \cdot \Delta t = 3678 \cdot 15,9 = 58,6 \text{ кВт/м}^2, \text{ так как } \frac{q'}{q''} = 0,99 \Rightarrow \right.$$

Заканчиваем расчет и принимаем  $k_3 = 3678 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$ .

Определим площадь теплопередающей поверхности экономайзерного участка:

$$S_3 = \frac{Q_3}{k_3 \cdot \Delta t_3} = \frac{133,6 \cdot 10^6}{3678 \cdot 20,5} = 1768 \text{ м}^2.$$

Таблица 6.3- Параметры экономайзерного участка ПГ.

Тепловая мощность участка, $Q_3$ , МВт	133,6
Температурный напор $\Delta t$ , °С:	20,5
Коэффициент теплоотдачи от ТН к стенке $\alpha$ , кВт/м <sup>2</sup> · К	28,9
Коэффициент теплоотдачи от стенки к РТ $\alpha$ , кВт/м <sup>2</sup> · К	18,9
Плотность теплового потока для РТ $q$ , кВт/м <sup>2</sup>	58,6
Коэффициент теплопередачи $k$ , Вт/м <sup>2</sup> · К	3678
Площадь теплопередающей поверхности испарительного участка, м <sup>2</sup>	1768

## Расчет площади теплопередающей поверхности ПГ и длины трубок

Так как в процессе эксплуатации ПГ возможно образование отложений, образование течей в отдельных трубках и их заглушка, то фактическая площадь теплопередающей поверхности рассчитывается с некоторым запасом, который учитывается коэффициентом запаса. Значение коэффициента запаса принимается из интервала  $1,1 \div 1,25$ . Примем коэффициент запаса по теплопередающей поверхности  $k_3 = 1,13$ .

Расчетная площадь теплопередающей поверхности:

$$S_p = S_{\text{н}} + S_3 = 5649 + 1768 = 7417 \text{ м}^2.$$

Площадь теплопередающей поверхности ПГ:

$$S = S_p \cdot k_3 = 7417 \cdot 1,13 = 8381 \text{ м}^2.$$

Длина труб теплопередающей поверхности ПГ:

$$L = \frac{S}{\pi \cdot d_{\text{ср}}} = \frac{8381}{\pi \cdot 14,4 \cdot 10^{-3}} = 185271 \text{ м}.$$

Длина одной трубы:

$$l = \frac{L}{n_{\text{тр}}} = \frac{185271}{11006} = 16,8 \text{ м}.$$

### 6.4 Конструкторский расчет

Осушение пароводяной смеси происходит в два этапа: за счет осадительной сепарации в паровом объеме и в результате прохождения пара через жалюзийные сепараторы ЖС. Кроме этого над теплопередающей поверхностью устанавливают: погруженный дырчатый лист (щит) ПДЛ, предназначенный для выравнивания нагрузки зеркала испарения, и пароприемный потолок ПП за жалюзийным сепаратором, служащий для выравнивания нагрузки парового объема.

Целью конструкторского расчета горизонтального ПГ является определение основных габаритных размеров корпуса, геометрических характеристик коллекторов, дырчатых листов, жалюзийных сепараторов и т.д.

					ФЮРА.XXXXXXX.001.ПЗ	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

при соблюдении рекомендуемых скоростей среды в элементах перечисленных выше и во внутрикорпусных устройствах.

Подробное описание конструкторского расчета представлено в Приложении А.

### 6.5 Расчет сепарации и водного режима

В горизонтальных ПГ АЭС разделение пароводяной смеси происходит за счет осадительной сепарации в паровом объеме, а окончательная осушка пара – в жалюзийных сепараторах (ЖС). Влажность пара после сепараторов не должна превышать 0.2 – 0.25 %.

Для равномерного распределения пара в объеме над теплопередающей поверхностью устанавливают дырчатые листы (щиты):

- в водяном объеме над трубным пучком – погруженный дырчатый лист (ПДЛ);
- в паровом объеме за жалюзийным сепаратором – пароприемный потолок.

Целью расчета сепарации является определение основных характеристик дырчатых листов и жалюзийных сепараторов при соблюдении допустимого уровня соответствующих скоростей, обеспечивающих необходимую сухость пара на выходе ПГ.

Расчет сепарации целесообразно производить после конструкторского расчета ПГ, т.е. когда уже найдена ширина  $B_{\text{ПДЛ}}$  погруженного дырчатого листа и его длина  $L_{\text{ПДЛ}}$ .

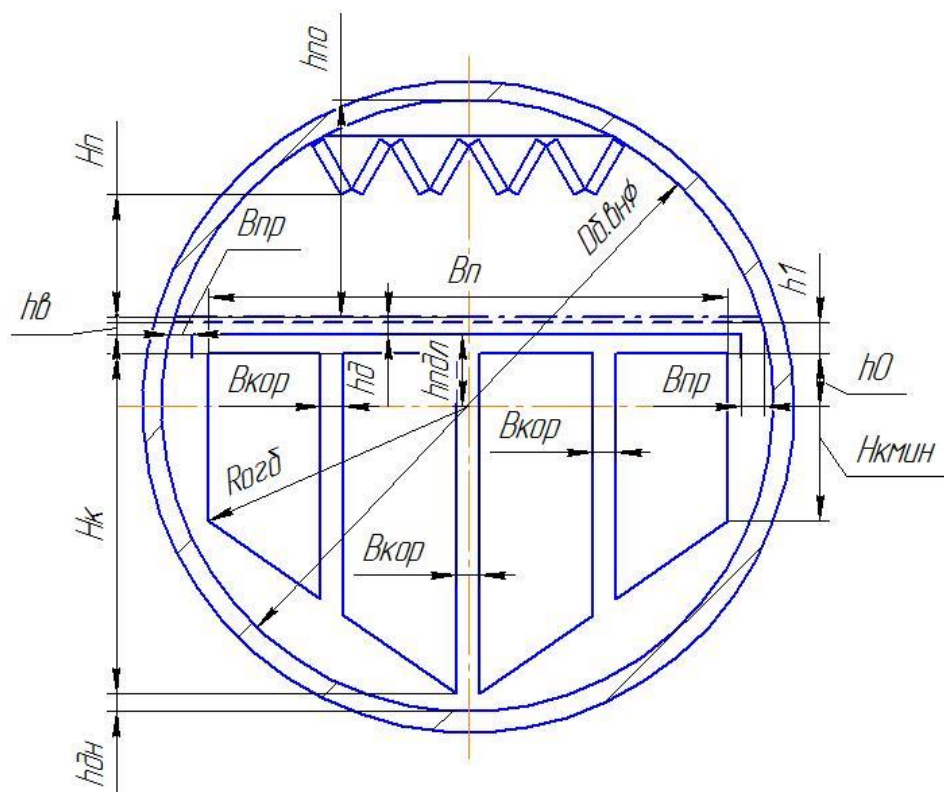


Рисунок 6.3 – Схематическое распределение высот по ПГ.

Подробное описание расчета сепарации водного режима представлено в Приложении Б.

## 6.6 Гидравлический расчет

Целью гидравлического расчета является определение гидравлических сопротивлений движению теплоносителя и рабочего тела.

Подробное описание гидравлического расчета представлено в Приложении В.

## 7. Расчет ПДВ для высоких одиночных источников загрязнения атмосферы

Целью и задачей работы является рассчитать ПДВ для нашего энергоблока и сравнить полученные значения с нормами, а также определить размеры санитарно-защитной зоны.

Все воздушные выбросы с АЭС производятся через вентиляционную трубу высотой 100-150 м. На блоке АЭС с ВВЭР-1000 труба выполнена двойной: внутренняя – диаметром 1,6 м и внешняя – диаметром 3 м. Внутренняя труба используется в нормальном режиме работы блока, когда через нее удаляются 104,6 тыс м<sup>3</sup>/ч воздуха, что обеспечивает требуемую скорость выброса. Основная труба используется в режиме ремонтных работ, когда удаляется 280 тыс. м<sup>3</sup>/ч.

Таблица 7.1- Исходные данные

Район, город	Нинь Тхуан (Вьетнам)
N <sub>э</sub> , МВт	1300
H, м	120
d, м	1,6
D, м	3
V <sub>1</sub> , м <sup>3</sup> /с	29
V <sub>2</sub> , м <sup>3</sup> /с	78
ΔT, °C	20
T <sub>раб</sub> , сут/год	320

где H – высота трубы; d-диаметр внутренней трубы; D-диаметр внешней трубы; V<sub>1</sub>- расход воздуха в режиме нормальной работа блока; V<sub>2</sub>- расход воздуха в период ремонтных работ; ΔT-разница температур между выбросом и окружающей среды; T<sub>раб</sub> – время работы блока.

Скорость выброса и безразмерные коэффициенты f, m:

При нормальной работе:

$$W_1 = \frac{V_1}{S} = \frac{4 \cdot V_1}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 29}{3,14 \cdot 1,6^2} = 14,4 \frac{\text{м}}{\text{с}};$$

$$f_1 = 10^3 \cdot W_1^2 \cdot d / (H^2 \cdot \Delta T) = 10^3 \cdot 14,4^2 \cdot 1,6 / (120^2 \cdot 20) = 1,16;$$

$$m_1 = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f_1} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f_1}} = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{1,16} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{1,16}} = 0,881.$$

При ремонте:

$$W_2 = \frac{V_2}{S} = \frac{4 \cdot V_2}{\pi \cdot (D^2 - d^2)} = \frac{4 \cdot 78}{3,14 \cdot (3^2 - 1,6^2)} = 15,4 \frac{\text{м}}{\text{с}};$$

$$f_2 = 10^3 \cdot W_2^2 \cdot D / (H^2 \cdot \Delta T) = 10^3 \cdot 15,4^2 \cdot 3 / (120^2 \cdot 20) = 2,48;$$

$$m_2 = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f_2} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f_2}} = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{2,48} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{2,48}} = 0,777.$$

n - безразмерный коэффициент, в зависимости от параметра  $V_m$ .

При нормальной работе:

$$V_{m1} = 0,65 \sqrt[3]{\frac{V_1 \cdot \Delta T}{H}} = 0,65 \sqrt[3]{\frac{29 \cdot 20}{120}} = 1,1.$$

При ремонте:

$$V_{m2} = 0,65 \sqrt[3]{\frac{V_2 \cdot \Delta T}{H}} = 0,65 \sqrt[3]{\frac{78 \cdot 20}{120}} = 1,53.$$

$$\text{при } 2 \geq V_m > 0,3: \quad n = 3 - \sqrt{(V_m - 0,3) \cdot (4,36 - V_m)},$$

При нормальной работе:

$$n_1 = 3 - \sqrt{(1,1 - 0,3) \cdot (4,36 - 1,1)} = 1,39;$$

При ремонте:

$$n_2 = 3 - \sqrt{(1,53 - 0,3) \cdot (4,36 - 1,53)} = 1,13.$$

Вытянутость розы ветров для расчета среднесуточных значений принимаем равной  $P/P_0 = 2$ .

Вытянутость розы ветров при расчете среднегодовых значений ПДВ принимаем из наибольшего значения  $P/P_0 = 2,5$

Вытянутость для Нинь Тхуан с поправкой на рельеф среднесуточные:  $P/P_0 = 2 \cdot 1,4 = 2,8$ .

$$\text{Среднегодовые: } P/P_0 = 2,5 \cdot 1,4 = 3,5.$$

$\alpha$  - коэффициент временного осреднения, характеризует зависимость ПДВ (и  $K_p$ ) от времени осреднения ПДВ и принимается:

При определении среднесуточного значения ПДВ

$$\alpha = 1/2(\tau_{\text{раз}}/\tau_{\text{год}})^{0.2} = 1/2.$$

При определении среднегодового значения ПДВ

$$\alpha = 1/2(\tau_{\text{раз}}/\tau_{\text{год}})^{0.2} = 1/13.$$

$A$  - коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы и определяющий условия вертикального или горизонтального рассеивания при развитии турбулентном обмене в атмосферном воздухе,  $c^{2/3} \cdot \text{град}^{1/3}$ ;

Для Нинь Тхуан –  $A = 0,2$ ;

$F=1$  - для газообразных вредных веществ, аэрозолей;

Коэффициент метеорологического разбавления:

*Для среднесуточных показателей*

При нормальной работе:

$$K_{P1} = \frac{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}}{A \cdot F \cdot t \cdot n \cdot \alpha \cdot (P/P_0)} = \frac{120^2 \cdot \sqrt[3]{29 \cdot 20}}{0,2 \cdot 1 \cdot 0,88 \cdot 1,39 \cdot 0,5 \cdot 2,8} = 0,35 \cdot 10^6 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

При ремонте:

$$K_{P2} = \frac{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_2 \cdot \Delta T}}{A \cdot F \cdot t \cdot n \cdot \alpha \cdot \left(\frac{P}{P_0}\right)} = \frac{120^2 \cdot \sqrt[3]{78 \cdot 20}}{0,2 \cdot 1 \cdot 0,777 \cdot 1,135 \cdot 0,5 \cdot 2,8} =$$
$$= 0,68 \cdot 10^6 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

*Среднегодовые показатели*

При нормальной работе:

$$K_{P1} = \frac{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}}{A \cdot F \cdot t \cdot n \cdot \alpha \cdot \left(\frac{P}{P_0}\right)} = \frac{120^2 \cdot \sqrt[3]{29 \cdot 20}}{0,2 \cdot 1 \cdot 0,88 \cdot 1,39 \cdot \left(\frac{1}{13}\right) \cdot 3,5} =$$
$$= 1,83 \cdot 10^6 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

При ремонте:

$$K_{P2} = \frac{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_2 \cdot \Delta T}}{A \cdot F \cdot t \cdot n \cdot \alpha \cdot \left(\frac{P}{P_0}\right)} = \frac{120^2 \cdot \sqrt[3]{78 \cdot 20}}{0,2 \cdot 1 \cdot 0,777 \cdot 1,135 \cdot \left(\frac{1}{13}\right) \cdot 3,5} =$$
$$= 3,52 \cdot 10^6 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

При отсутствии данных по Сфi оценка ПДВ производится с учетом коэффициента запаса  $\gamma$

$$\text{ПДВ}_i = 1/\gamma \cdot K_P \cdot \text{ДК}_i \quad \text{Бк/с},$$

$\gamma = 3$  - для действующего предприятия;



$\gamma = 10$  - для проектируемого предприятия;

$\gamma = 30$  - для дальнейшего расширения.

В пересчете на единицу времени - сутки:

при  $\gamma = 10$  (для проектируемого предприятия)

$$\text{ПДВ}_i = 8,64 \cdot 10^3 K_p \cdot \text{ДК}_i \quad \text{Бк/сут.}$$

Допустимая концентрация отдельного  $i$ -го радионуклида в атмосферном воздухе при выбросе смеси радионуклидов:

$$\text{ДК}_i = \frac{\eta_i}{\sum_k (\eta_k / \text{ДК}_k)},$$

где  $\eta_k$  - относительный выброс в атмосферу  $k$ -го радионуклида;

$\eta_i$  - относительный выброс в атмосферу отдельного ( $i$ -го) радионуклида;

$\text{ДК}_i$  - допустимая концентрация отдельного ( $i$ -го) радионуклида в атмосферном воздухе при выбросе смеси радионуклидов.

Для других радионуклидов

$$\text{ДК}_k = \text{ДК}_i \cdot \eta_k / \eta_i,$$

Пример расчета  $\text{ДК}_{\text{см}}$  и ПДВ для  $\text{Ar}^{41}$  :

$$\begin{aligned} \text{ДК}_{\text{Xe}^{133}} = & \frac{\eta_{\text{Xe}^{133}}}{\eta_{\text{Ar}^{41}} / \text{ДК}_{\text{Ar}^{41}} + \eta_{\text{Kr}^{85\text{m}}} / \text{ДК}_{\text{Kr}^{85\text{m}}} + \eta_{\text{Kr}^{85}} / \text{ДК}_{\text{Kr}^{85}} + \eta_{\text{Kr}^{87}} / \text{ДК}_{\text{Kr}^{87}} +} \\ & \frac{+ \eta_{\text{Kr}^{88}} / \text{ДК}_{\text{Kr}^{88}} + \eta_{\text{Xe}^{135}} / \text{ДК}_{\text{Xe}^{135}} + \eta_{\text{Sr}^{90}} / \text{ДК}_{\text{Sr}^{90}} + \eta_{\text{Zr}^{95}} / \text{ДК}_{\text{Zr}^{95}} +} \\ & \frac{+ \eta_{\text{I}^{131}} / \text{ДК}_{\text{I}^{131}} + \eta_{\text{Cs}^{137}} / \text{ДК}_{\text{Cs}^{137}} + \eta_{\text{Ce}^{144}} / \text{ДК}_{\text{Ce}^{144}}}{\phantom{+ \eta_{\text{Kr}^{88}} / \text{ДК}_{\text{Kr}^{88}} + \eta_{\text{Xe}^{135}} / \text{ДК}_{\text{Xe}^{135}} + \eta_{\text{Sr}^{90}} / \text{ДК}_{\text{Sr}^{90}} + \eta_{\text{Zr}^{95}} / \text{ДК}_{\text{Zr}^{95}} +}}; \end{aligned}$$

$$ДК_{Xe^{133}} =$$

$$= \frac{5,4 \cdot 10^7}{4,3 \cdot 10^6/1813 + 4,3 \cdot 10^6/14800 + 4,8 \cdot 10^6/96200 + 8 \cdot 10^5/2997 + 1,8 \cdot 10^6/1147 + 9,6 \cdot 10^6/9250 + 1/0,0054 + 36/5,8 + 600/0,075 + 64/0,029 + 14/0,94} = 3380 \text{ Бк/м}^3;$$

$$ДК_{Ar^{41}} = ДК_{Xe^{133}} \cdot \eta_{Ar^{41}} / \eta_{Xe^{133}} = \frac{3380 \cdot 4,3 \cdot 10^6}{5,4 \cdot 10^7} = 269 \text{ Бк/м}^3;$$

при  $\gamma = 10$  Для проектируемого предприятия:

$$\begin{aligned} ПДВ_{Ar^{41}} &= 8,64 \cdot 10^3 \cdot K_p \cdot ДК_{Ar^{41}} = 8,64 \cdot 10^3 \cdot 0,35 \cdot 10^6 \cdot 269 \\ &= 8,15 \cdot 10^{11} \text{ Бк/сут.} \end{aligned}$$

Для ремонтного режима:

$$\begin{aligned} ПДВ_{Ar^{41}} &= 8,64 \cdot 10^3 \cdot K_p \cdot ДК_{Ar^{41}} = 8,64 \cdot 10^3 \cdot 0,68 \cdot 10^6 \cdot 269 = 1,57 \cdot \\ &\cdot 10^{12} \text{ Бк/сут.} \end{aligned}$$

Среднегодовые показатели ПДВ:

Рабочий режим:

$$\begin{aligned} ПДВ_{Ar^{41}} &= \frac{1}{\gamma} \cdot K_p \cdot ДК_{Ar^{41}} = 8,64 \cdot 10^3 \cdot 365 \cdot 1,83 \cdot 10^6 \cdot 269 = \\ &= 1,55 \cdot 10^{15} \text{ Бк/год.} \end{aligned}$$

Ремонтный режим:

$$\begin{aligned} ПДВ_{Ar^{41}} &= \frac{1}{\gamma} \cdot K_p \cdot ДК_{Ar^{41}} = 8,64 \cdot 10^3 \cdot 365 \cdot 3,52 \cdot 10^6 \cdot 269 = \\ &= 2,98 \cdot 10^{15} \text{ Бк/год.} \end{aligned}$$

Таблица 7.2 - Таблица выбросов в атмосферу реактора ВВЭР

РН	$\eta_k$	ДК		ДК <sup>см</sup> , Бк/м <sup>3</sup>	ПДВи, Бк/сут		ПДВи, Бк/год	
		Ки/л	Бк/м <sup>3</sup>		Рабочий режим	Ремонтный режим	Рабочий режим	Ремонтный режим
<sup>41</sup> Ar	$4,3 \cdot 10^6$	$4,9 \cdot 10^{-11}$	1813	269	$8,1 \cdot 10^{11}$	$1,6 \cdot 10^{12}$	$1,55 \cdot 10^{15}$	$2,98 \cdot 10^{15}$
<sup>85m</sup> Kr	$4,3 \cdot 10^6$	$4 \cdot 10^{-10}$	14800	269	$8,1 \cdot 10^{11}$	$1,6 \cdot 10^{12}$	$1,55 \cdot 10^{15}$	$2,98 \cdot 10^{15}$
<sup>85</sup> Kr	$4,8 \cdot 10^6$	$2,6 \cdot 10^{-9}$	96200	300	$9,1 \cdot 10^{11}$	$1,7 \cdot 10^{12}$	$1,73 \cdot 10^{15}$	$3,33 \cdot 10^{15}$
<sup>87</sup> Kr	$8 \cdot 10^5$	$8,1 \cdot 10^{-11}$	2997	50	$1,5 \cdot 10^{11}$	$2,9 \cdot 10^{11}$	$2,88 \cdot 10^{14}$	$5,55 \cdot 10^{14}$
<sup>88</sup> Kr	$1,8 \cdot 10^6$	$3,1 \cdot 10^{-11}$	1147	113	$3,4 \cdot 10^{11}$	$6,6 \cdot 10^{11}$	$6,48 \cdot 10^{14}$	$1,25 \cdot 10^{15}$
<sup>133</sup> Xe	$5,4 \cdot 10^7$	$1,4 \cdot 10^{-9}$	51800	3375	$1,0 \cdot 10^{13}$	$2,0 \cdot 10^{13}$	$1,94 \cdot 10^{16}$	$3,75 \cdot 10^{16}$
<sup>135</sup> Xe	$9,6 \cdot 10^6$	$2,5 \cdot 10^{-10}$	9250	600	$1,8 \cdot 10^{12}$	$3,5 \cdot 10^{12}$	$3,45 \cdot 10^{15}$	$6,66 \cdot 10^{15}$
<sup>90</sup> Sr	1	$1,4 \cdot 10^{-16}$	0,0054	$6,2 \cdot 10^{-5}$	$1,9 \cdot 10^5$	$3,6 \cdot 10^5$	$3,6 \cdot 10^8$	$6,94 \cdot 10^8$
<sup>95</sup> Zr	36	$1,5 \cdot 10^{-13}$	5,8	$2,2 \cdot 10^{-3}$	$6,8 \cdot 10^6$	$1,3 \cdot 10^7$	$1,3 \cdot 10^{10}$	$2,5 \cdot 10^{10}$
<sup>131</sup> I	600	$2,0 \cdot 10^{-15}$	0,075	$3,7 \cdot 10^{-2}$	$1,1 \cdot 10^8$	$2,2 \cdot 10^8$	$2,16 \cdot 10^{11}$	$4,16 \cdot 10^{11}$
<sup>137</sup> Cs	64	$7,8 \cdot 10^{-16}$	0,029	$4 \cdot 10^{-3}$	$1,2 \cdot 10^7$	$2,3 \cdot 10^7$	$2,3 \cdot 10^{10}$	$4,44 \cdot 10^{10}$
<sup>144</sup> Ce	14	$2,5 \cdot 10^{-14}$	0,94	$8,7 \cdot 10^{-3}$	$2,6 \cdot 10^6$	$5,1 \cdot 10^6$	$5,04 \cdot 10^9$	$9,71 \cdot 10^9$

Размер санитарно-защитной зоны

Определяется по формуле:  $X = 2 \cdot d \cdot H$ , где 2 - запас на возможность кратковременных разовых выбросов;

Расчет санитарно защитной зоны будем вести при ремонтных работах, т.к. при этом достигается наибольшее количество выбросов.

d-коэффициент, определяется по формулам:

$$\text{при } V_m \leq 2 \quad d = 4,95 \cdot V_m \cdot (1 + 0,28 \cdot f^{1/3}) = 4,95 \cdot 1,528 \cdot (1 + 0,28 \cdot 2,48^{1/3}) = 10,4$$

$$X = 2 \cdot 10,4 \cdot 1520 = 2504 \text{ м}$$

Вывод:

В ходе выполнения данной работы был произведен расчет значений суточных и среднегодовых предельно допустимых выбросов радиоактивных веществ в атмосферу. При расчете данных показателей, было учтено географическое расположение АЭС, а следовательно был рассчитан коэффициент метеорологического разбавления. Также были определены размеры санитарно-защитной зоны, которые составили 2,5 км.

## **8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Целью данного раздела является определение конкурентоспособности и рентабельности проводимой модернизации станции.

### **Планирование капиталовложений в ядерную часть энергоблока**

#### **ВВЭР-1300**

По имеющимся данным для двухблочной АЭС с реактором ВВЭР-1300 общие капитальные вложения составят:

$$K_{\text{АЭС}}(2 \text{ бл.}) = 4,9 \text{ млрд. евро} = 338 \text{ млрд. руб.},$$

(курс евра ЦБ РФ на декабрь 2019 г. 1 евро = 69 руб.)

Расчеты производим на 1 блок АЭС, поэтому:

$$K_{\text{бл}}^{1300} = \frac{K_{\text{АЭС}}}{2} = \frac{338}{2} = 169 \text{ млрд. руб.}$$

Удельные капиталовложения в блок АЭС:

$$K_{\text{уд}}^{1300} = \frac{K_{\text{бл}}^{1300}}{N} = \frac{169 \cdot 10^9}{1300 \cdot 10^3} = 130 \text{ тыс. руб /кВт} = 2097 \text{ дол /кВт.}$$

(курс доллара ЦБ РФ на декабрь 2019 г. 1 долл. = 62 руб.)

					<b>ФЮРА.XXXXXXX.001.ПЗ</b>	Лист
						124
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

## Определение годового расхода ядерного горючего

Годовой расход ядерного горючего:

$$B_{\text{год}} = \frac{Q_p \cdot 365 \cdot K_y}{\bar{B}},$$

где  $Q_p$  – тепловая мощность реактора, МВт;  $K_y = h_y/8670$  – коэффициент использования установленной мощности АЭС;  $h_y$  – число часов установленной мощности (для АЭС принимается равным  $6000 \div 7000$  часов/год);  $\bar{B}$  – средняя глубина выгорания ядерного горючего (для АЭС с ВВЭР-1300 принимается равным  $50000 \div 70000$  МВт · сут/т).

Для АЭС с ВВЭР-1300:

$$B_{\text{год}} = \frac{3200 \cdot 365 \cdot \frac{6500}{8670}}{60000} = 14,6 \text{ т.}$$

## Оценка стоимости ядерного горючего

Для вычисления годовых издержек для обоих вариантов необходимо оценить стоимость горючего для реактора ВВЭР с учетом его транспортировки и др.

Затраты АЭС на ядерное топливо в соответствии с [25] принято рассчитывать исходя из установленной цены ТВС со свежим топливом, поставляемых на АЭС, без учета стоимости урана и плутония, накопленного в отработанном топливе и расходов по химической переработке отработанного топлива. Удельная стоимость ядерного топлива за период кампании с однородной топливной загрузкой:

$$\begin{aligned} \bar{C}_T &= \bar{C}_{\text{исх.пр.}} + \bar{C}_{\text{об}} + \bar{C}_{\text{изг}} + \bar{C}_{\text{тр}} = 90 + 700 + 160 + 3 = 953 \frac{\text{долл}}{\text{кг}} \\ &= 59086 \frac{\text{руб}}{\text{кг}}, \end{aligned}$$

где  $\bar{C}_{\text{исх.пр.}}$  – удельная стоимость исходного продукта (природного урана) [25, с.196];  $\bar{C}_{\text{об}}$  – удельная стоимость обогащенного урана [25, с.239];  $\bar{C}_{\text{изг}}$  – удельная стоимость изготовления ТВС, включая стоимость конструкционных материалов [25, с.328];  $\bar{C}_{\text{тр}}$  – удельная стоимость транспортировки ТВС к АЭС [24, с.240].

### Годовые эксплуатационные издержки

При планировании годовых издержек на АЭС составляется смета со следующими основными экономическими элементами затрат:

$$I_{\text{год}} = I_{\text{а}} + I_{\text{т}} + I_{\text{тр}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{пр}},$$

где  $I_{\text{а}}$  – амортизационные расходы;  $I_{\text{т}}$  – затраты на топливо при плановой загрузке установленной мощности АЭС;  $I_{\text{тр}}$  – отчисления на текущий ремонт;  $I_{\text{зп}}$  – заработная плата;  $I_{\text{пр}}$  – прочие расходы.

#### Определение издержек на ядерное горючее

$$I_{\text{т}} = \bar{C}_{\text{т}} \cdot V_{\text{год}} = 59086 \cdot 14,6 \cdot 1000 = 862,6 \text{ млн. руб.}$$

#### Определение издержек на заработную плату

Издержки на заработную плату с отчислениями на соцстрах в укрупненных расчетах могут быть оценены:

$$I_{\text{зп}} = K_{\text{шт}} \cdot \Phi_{\text{зп}} \cdot \alpha_{\text{сс}} \cdot N,$$

где  $K_{\text{шт}} = 1,4$  – штатный коэффициент чел/МВт [24, с.208];  $\Phi_{\text{зп}} = 30 \div 50$  МРОТ – среднегодовой фонд заработной платы на одного человека (для Воронежской области МРОТ (минимальный размер оплаты труда) на 2019 год составляет 5965 руб);  $\alpha_{\text{сс}} = 1,26$  – коэффициент, учитывающий единый социальный налог.

$$I_{\text{зп}} = 1,4 \cdot 40 \cdot 5965 \cdot 1,26 \cdot 1300 = 547,2 \text{ млн. руб.}$$

### Определение амортизационных отчислений

Ежегодные амортизационные отчисления определяются как:

$$И_a = \frac{H_a}{100} \cdot K_{\text{АЭС}},$$

где  $H_a = 3 \div 4 \%$  – норма амортизации основных фондов АЭС.

$$И_a = \frac{3,5}{100} \cdot 169 = 5,9 \text{ млрд. руб.}$$

### Определение ежегодных издержек на текущий ремонт

$$И_{\text{тр}} = 0,2 \cdot И_a = 0,2 \cdot 5,9 = 1,18 \text{ млрд. руб.}$$

### Определение ежегодных издержек на прочие затраты

$$И_{\text{пр}} = 0,35 \cdot И_a = 0,35 \cdot 5,9 = 2,06 \text{ млрд. руб.}$$

Тогда ежегодные эксплуатационные издержки составят:

$$И_{\text{год}} = 5,9 + 862,6 \cdot 10^{-3} + 1,18 + 547,2 \cdot 10^{-3} + 2,06 = 10,55 \text{ млрд. руб.}$$

### **Оценка прибыли и рентабельности АЭС**

Согласно тарифам на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) стоимость 1 МВт · ч в Воронежской области составляет 1353 руб.

Годовая выработка электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = N \cdot h_y = 1300 \cdot 10^6 \cdot 6500 = 8450 \text{ ГВт} \cdot \text{ч.}$$

Тогда экономически обоснованный уровень балансовой прибыли АЭС:

$$\text{Пр}_6 = \mathcal{E}_{\text{год}} \cdot T = 8450 \cdot 10^3 \cdot 1353 = 11,43 \text{ млрд. руб.}$$

Необходимая годовая валовая выручка определяется как:

$$\text{ВВ} = И_{\text{год}} + \text{Пр}_6 = 10,55 + 11,43 = 21,98 \text{ млрд. руб.}$$

Налог на прибыль, который уплачивается электростанцией:

$$H_{\text{пр}} = 0,2 \cdot \text{Пр}_6 = 0,2 \cdot 11,43 = 2,29 \text{ млрд. руб.}$$

Чистая прибыль, остающаяся в распоряжении электростанции, после уплаты налога на прибыль:

$$\text{Пр}_\text{ч} = \text{Пр}_6 - H_{\text{пр}} = 11,43 - 2,29 = 9,14 \text{ млрд. руб.}$$

Общая рентабельность электростанции определяется как:

$$R_0 = \frac{\text{Пр}_6}{\text{ОФ} + \text{НОС}},$$

где ОФ – балансовая стоимость основных фондов АЭС (для новой электростанции может быть принята равной величине капитальных вложений в АЭС); НОС – сумма нормируемых оборотных средств (может быть принята равной стоимости первоначальной топливной загрузки в реактор АЭС).

$$R_0 = \frac{11,43 \cdot 10^9}{169 \cdot 10^9 + 862,6 \cdot 10^6} = 0,067.$$

Расчетная рентабельность электростанции:

$$R_p = \frac{\text{Пр}_\text{ч}}{\text{ОФ} + \text{НОС}} = \frac{9,14 \cdot 10^9}{169 \cdot 10^9 + 862,6 \cdot 10^6} = 0,054.$$

### Оценка экономической эффективности инвестиций в АЭС

В качестве критериев экономической эффективности инвестиций наибольшее распространение получили чистый дисконтированный доход, индекс рентабельности проекта, срок окупаемости и внутренняя норма доходности проекта.

#### Чистый приведенный доход (NPV)

Данный критерий опирается на два положения:

- лучший проект обеспечивает большее значение дохода;
- разновременные затраты (доходы) имеют неодинаковую стоимость для инвестора.



В соответствии с этим критерием лучшим проектом будет тот, который обеспечивает большие значения NPV:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^5 \frac{Pr_t + A_t - K_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=6}^{65} \frac{Pr_t + A_t}{(1+r)^t},$$

где второе слагаемое учитывает затраты на первоначальную загрузку АЭС;

$D_t$  – чистый доход в  $t$ -ом году, существования проекта:

$$D_t = Pr_t + A_t - K_t,$$

где  $Pr_t, A_t, K_t$  – соответственно чистая прибыль, амортизация и инвестиции в  $t$ -ом году;

$$T = T_{\text{стр}} + T_{\text{экспл}} = 5 + 60 = 65 \text{ лет.}$$

Чистый доход в первые 5 лет строительства блока считается следующим образом:

$$K_t = \frac{K_{\text{бл}}}{5} = \frac{169}{5} = 33,8 \text{ млрд. руб.};$$

$$D_t = Pr_t + A_t - K_t = 9,14 + 5,9 - 33,8 = -18,76 \text{ млрд. руб..}$$

В последующие годы чистый доход определяется как:

$$D_t = Pr_t + A_t = 9,14 + 5,9 = 15,04 \text{ млрд. руб..}$$

Фактор обесценивания денежных средств с течением времени учитывается процедурой дисконтирования с использованием ставки дисконтирования  $r$ . Обоснование величины  $r$  является достаточно сложной задачей, при этом это значение не является величиной постоянной, а меняется в зависимости от общего состояния экономики страны, где планируется реализация проекта, так и от отраслевых особенностей реализуемого проекта.

В общем случае  $r$  принято определять как:

$$r = r_{\text{б}} + r_{\text{риск}} = 7 + 5 = 12\%,$$

где  $r_6$  – доходность государственных долговых обязательств РФ, которая определяет минимальный уровень доходности по безрисковому инвестированию средств;  $r_{\text{риск}}$  – премия за риск, зависящая от отраслевой особенности реализуемого проекта, а также склонности инвесторов к риску в разных условиях рыночной конъюнктуры.

$$NPV = \sum_{t=1}^5 \frac{-18,76}{(1 + 0,12)^t} + \sum_{t=6}^{65} \frac{15,04}{(1 + 0,12)^t} = 3,41 \text{ млрд. руб.}$$

Представим график зависимости NPV от времени, по которому можно определить срок окупаемости проекта.

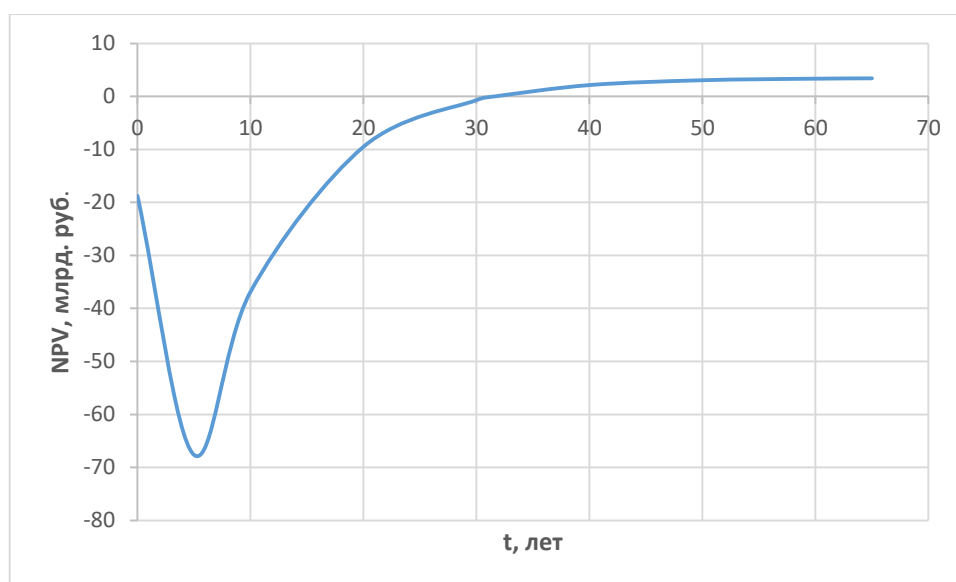


Рисунок 8 – Зависимость чистого приведенного дохода от времени строительства и эксплуатации проектируемого объекта

### Индекс рентабельности проекта (PI)

В соответствии с этим критерием лучший проект обеспечивает максимальное значение индекса рентабельности проекта.

Индекс рентабельности инвестиционного привлекательного проекта должен быть больше единицы:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{Pr_t + A_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{T_{\text{стр}}} \frac{K_t}{(1+r)^t}} = \frac{\sum_{t=1}^{65} \frac{15,04}{(1+0,12)^t}}{\sum_{t=1}^5 \frac{33,8}{(1+0,12)^t}} = 1,03.$$

### Срок окупаемости инвестиций

Срок окупаемости инвестиций с учетом фактора времени может быть найден путем решения следующего уравнения относительно  $T_{\text{ок}}$ :

$$\sum_{t=1}^5 \frac{-18,76}{(1+0,12)^t} + \sum_{t=6}^{T_{\text{ок}}} \frac{15,04}{(1+0,12)^t} = 0;$$

$$T_{\text{ок}} = 31,6 \text{ лет.}$$

Таблица 8 – Технико-экономические показатели работы АЭС

	ВВЭР-1300
Удельные капиталовложения	2097 долл/кВт
Годовая выработка эл.энергии	8450 ГВт.ч
Стоимость эл.энергии за 1 МВт · ч	1353 руб.
Амортизационные отчисления	5,9 млрд. Руб.
Ежегодные издержки	2,06 млрд. Руб.
Балансовая прибыль	11,43 млрд. Руб.
Налог на прибыль	2,29 млрд. Руб.
Чистая прибыль	9,14 млрд. Руб.
Общая рентабельность	0,067
Расчетная рентабельность	0,054
Чистый приведенный доход проекта	3,41 млрд. Руб.
Рентабельность проекта	1,03
Срок окупаемости	31,6 лет

## 9. Социальная ответственность

Безопасность человека на производстве является сложной многоуровневой задачей, одним из аспектов которой является социальная ответственность. Практика решения вопросов охраны труда на производстве показывает, что инженерно технические решения этих вопросов, не могут обеспечить полностью качественную и эффективную защиту работников. Необходимо учитывать человеческий фактор, в том числе, повышать социальную и моральную ответственность работодателей за создаваемые условия труда.

### 9.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды

#### Микроклимат:

Микроклимат производственных помещений – это микроклиматические условия производственной среды (давление, температура, скорость движения воздуха, тепловое излучение, влажность) помещений, которые в процессе труда человека оказывают влияние на тепловую стабильность его организма.

Требования к микроклимату на рабочем месте регламентируются по [17]. Для категории работ на БЩУ допустимые параметры микроклимата представлены в таблицах 9.1:

Для осуществления требуемых параметров микроклимата предусмотрены следующие средства защиты: спецодежда; кондиционирование и вентиляция помещения; сокращение смены.

Таблица 9.1 – Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С	Температура поверхности, °С	Влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	I а	20...21,9	19...26	15...75	0,1
Теплый	I а	21...22,9	20...29	15...75	0,2

Благоприятные условия состояния микроклимата на рабочем месте оператора могут поддерживаются при помощи системы вентиляции и кондиционирования воздуха в теплый период времени и системой отопления в холодный.

#### Освещенность

Так как реакторное отделение содержит в себе зону контролируемого доступа, то проход в помещения данного отделения осуществляется через шлюзы, ограничивающие связь этих помещений с внешней средой. Таким образом, в помещениях реакторного отделения невозможно организовать естественное освещение, поэтому в помещении БЦУ полностью искусственное освещение.

Характеристики помещения БЦУ [18]: длина = 23,4 м; ширина = 11,7 м; высота = 3,5 м; окраска стен – светлые тона; окраска потолка – белая.

Характеристики зрительной работы:

- минимальный размер объекта различения = 0,5 мм;
- напряженная зрительная работа выполняется непрерывно (5 часов);
- расстояние, на котором находится объект от глаз рабочего составляет 0,5м;
- источники света – люминесцентные лампы;
- характеристика зрительной работы – «высокая точность».

Для разряда Б1 освещенность, при системе общего искусственного освещения, составляет  $E_{\text{общ}} = 300$  лк. Для обеспечения требуемой освещенности в помещении оперативного персонала применяются светильники с люминесцентной лампой.

Описание расчета освещенности помещения БЦУ представлено в Приложение Д.

### Шум

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты и интенсивности.

При длительном воздействии шума на организм происходят нежелательные явления: снижается острота слуха и зрения, повышается кровяное давление, снижается внимание.

Источниками шума на БЦУ является работа компьютеров, вентиляции и соседствующее оборудование турбинного цеха.

По [17] регламентирует для производственных помещений ПДУ шума величиной 80 дБ.

При значениях выше допустимого уровня необходимо предусмотреть СКЗ и СИЗ.

СКЗ [17]:

- устранение причин шума или существенное его ослабление в источнике образования;

- экраны шумопоглощающие с наполнителем на основе базальта;

СИЗ:

- применение спецодежды, спецобуви и защитных средств органов слуха: наушники, беруши, антифоны.

### Электромагнитное излучение

Электромагнитное излучение – это сила, которая проявляется, когда ток проходит через любое электрическое устройство, воздействующая на всё, что находится около него, в том числе и на человека, который также является источником электромагнитного излучения.

					ФЮРА.XXXXXXX.001.ПЗ	Лист
						134
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

Слабое электромагнитное излучение с низкой мощностью и высокой частотой опасно для человека тем, что его интенсивность совпадает с частотой его биополя. Из-за этого получается резонанс, органы начинают работать неправильно, что провоцирует развитие различных заболеваний, особенно в тех звеньях организма, которые до этого уже были чем-то ослаблены.

БЩУ является местом, с которого осуществляется управление целым энергоблоком, с большим количеством электронных панелей и мониторов управления и контроля.

Временные допустимые уровни электромагнитных полей (ЭМП), создаваемых ПЭВМ на рабочих местах представлены по [16] в таблице 9.2.

ПДУ ЭМИ электромагнитного поля ограничивается [15] и составляет:

- 10 мкВт/см<sup>2</sup> – 8 часов работы;
- 10÷100 мкВт/см<sup>2</sup> – не более 2 часов работы;
- более 100 мкВт/см<sup>2</sup> – не более 20 минут работы;
- для населения – менее 1 мкВт/см<sup>2</sup>.

Предельно допустимый уровень напряженности воздействующего ЭП равен 25 кВ/м. Пребывание в ЭП напряженностью более 25 кВ/м без средств защиты не допускается. [15]

Мероприятия по снижению влияния ЭМП на организм человека: соблюдение безопасных расстояний от электросетей; заземление электрооборудования, приборов; использованием оборудования с меньшими уровнями энергопотребления.

Средства коллективной защиты от ЭМП включают в себя: оградительные устройства; защитные покрытия; герметизирующие устройства; знаки безопасности.

Таблица 9.2 – Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПВЭМ

Наименование параметра		ВДУ ЭМП
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот 5 Гц-2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот 2 кГц-400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот 5 Гц-2 кГц	250 нТл
	в диапазоне частот 2 кГц-400 кГц	25 нТл
Электростатический потенциал экрана видеомонитора		500 В

### Ионизирующее излучение

Ионизирующее излучение – это любое излучение, которое вызывает ионизацию среды, т.е. протекание электрических токов в этой среде, в том числе и в организме человека. Это приводит к разрушению клеток, изменению состава крови, ожогам и другим тяжелым последствиям.

Персонал группы А – персонал, который непосредственно работает с искусственными источниками ионизирующего излучения и подвергается наибольшей опасности.

Персонал группы Б – персонал, который не работает непосредственно с техногенными источниками ионизирующего излучения, но рабочие места находятся в зоне их воздействия.

Основные пределы доз для оперативного персонала СанПиН 2.6.1.2523-09 представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Основные пределы доз

Нормируемые величины	Персонал (группа А)*
Эффективная доза	20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год
Эквивалентная доза за год в:	
- хрусталике глаза	150 мЗв
- коже	500 мЗв
- кистях и стопах	500 мЗв



Методы защиты оперативного персонала от ионизирующего излучения [14].

Средства коллективной защиты: защита экранами (свинец, бетон); защита расстоянием; защита временем; система спецвентиляции; система хранения, сбора и переработки ОЯТ; разделение зданий и сооружений по разным зонам доступа; система радиационного контроля.

Средства индивидуальной защиты: Спецодежда основная (комбинезоны, костюмы, халаты, берет или шлем) и дополнительная (пленочные фартуки, нарукавники, полухалаты, полукомбинезоны и т.п.); СИЗ органов дыхания (респираторы, противогазы, пневмомаски, пневмошлемы, пневмокуртки и др.); изолирующие костюмы (пневмокостюмы, костюмы из прорезиненной ткани и т.п.); спецобувь основная (обувь специального назначения с верхом из лавсановой или пропиленовой ткани или обувь кожаная) и дополнительная (резиновые сапоги, пластиковые чулки, следы, бахилы и др.); средства защиты рук (резиновые, пленочные и хлопчатобумажные перчатки, рукавицы); средства защиты глаз и лица (защитные очки, щитки и др.); средства защиты органов слуха (противошумные вкладыши, наушники и др.); специальные средства защиты, например, средства защиты сварщика, работающего в условиях радиоактивного загрязнения.

## **9.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведенной среды**

### *Опасность поражения электрическим током*

Электробезопасность – система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Опасность электрического тока в отличие от прочих опасностей усугубляется тем, что человек не в состоянии без специальных приборов обнаружить напряжение дистанционно, как, например, движущиеся части, раскаленные объекты, открытые люки, не огражденные площадки, находящиеся на высоте, и т.п. Опасность обнаруживается слишком поздно – когда человек уже поражен.

По [19] напряжения прикосновения и токи при нормальном и аварийном режимах электроустановки с частотой тока 50 Гц и напряжением до 1000 В, не должны превышать значений, указанных в таблицах 9.4.

Таблица 9.4 – Напряжения прикосновения и токи при нормальном режиме электроустановки при продолжительности воздействия не более 10 мин в сутки

Род тока	U, В	I, мА
	не более	
Переменный, 50 Гц	2	0,3

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие СКЗ [20]: защитные оболочки; защитные ограждения (временные или стационарные); изоляцию токоведущих частей (рабочую, дополнительную, усиленную, двойную); предупредительную сигнализацию, блокировку, знаки безопасности.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетокведущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие СКЗ [20]: защитное заземление, зануление; систему защитных проводов; электрическое разделение сети; малое напряжение.

СИЗ в электроустановках до 1000 В [20]: изолированный ручной инструмент; диэлектрические перчатки; галоши; накладки.

#### Пожаробезопасность

Горючими материалами выступают: строительные материалы, изоляция электрооборудования, мебель.

Источниками возгорания могут быть ошибки персонала, горючие газы, электрооборудования, проводка.

Необходимо отметить, что пожаробезопасность на АЭС является одним из наиболее важных факторов, так как пожар и его последствия могут привести не только к смерти персонала и повреждению оборудования, но и является исходным событием для аварии, при которой возможен выход радиоактивности за допустимые пределы. Помимо активной системы на АЭС разработана система пассивной противопожарной защиты.

На основании требований НПБ 114-2002 и СП 13.13130.2009 пассивный принцип действия систем и элементов противопожарной защиты является приоритетным в обеспечении безопасности АЭС при пожаре, поэтому в проекте противопожарная защита строится на основе принципа локализации пожара в пределах пожарной зоны, где он возник.

Система элементов пассивной противопожарной защиты пожарных зон предназначена для локализации пожара в пределах пожарной зоны, где он возник.

Система пассивной противопожарной защиты пожарных зон включает в себя:

- совокупность оборудования и элементов границ пожарных зон, т.е. ограждающие конструкции границ пожарных зон (стены, перекрытия), включая двери, люки, вентиляционные клапаны, уплотнения коммуникационных проемов;
- оборудование локализации пожарных нагрузок, позволяющее обеспечить отделение элементов различных каналов систем безопасности друг от друга или от
- элементов систем нормальной эксплуатации, расположенных в общей пожарной зоне (кабельные короба в конструктивной огнезащите, кабельные каналы, выполненные в строительных конструкциях и т. п.);

– оборудование локализации проливов горючих жидкостей, если оно предназначено для защиты от пожара элементов систем безопасности.

### 9.3 Охрана окружающей среды

Вентиляционные трубы энергоблоков являются проектным нормированным источником выбросов радиоактивных веществ в атмосферу. Для защиты населения и окружающей среды от таких выбросов предусмотрена система защитных барьеров.

В газоэрозольном выбросе АЭС выделяют следующие основные компоненты: инертные радиоактивные газы (ИРГ) – криптон, ксенон, аргон; радиоактивные аэрозоли; газовая и аэрозольная форма изотопа йода  $I^{131}$ .

В санитарных правилах для проектируемых АЭС устанавливается квота аэрозольных выбросов – 50 мкЗв/год [23]. Значение этой квоты используется для расчета предельно допустимых выбросов в атмосферу.

Для режима нормальной эксплуатации АЭС устанавливаются годовые допустимые выбросы радиоактивных газов и аэрозолей в атмосферу, которые не должны приводить к превышению индивидуальной дозы населения 10 мкЗв/год. В таблице 9.5 приведены годовые допустимые выбросы газов и аэрозолей [23].

Также устанавливаются значения предельно допустимого выброса (ПДВ) радиоактивных веществ в атмосферу. В таблице 9.6 приведены контрольные уровни выбросов радиоактивных газов и аэрозолей в атмосферу за месяц для АЭС с ВВЭР [23].

Таблица 9.5 – Годовые допустимые выбросы радиоактивных газов и аэрозолей АЭС в атмосферу

Радионуклид	АС с РБМК	АС с ВВЭР и БН	АС с ЭГП-6
ИРГ ,ГБк	3700	690	2000
$^{131}\text{I}$ (газовая + аэрозольная формы),ГБк	93	18	18
$^{60}\text{Co}$ , ГБк	2,5	7,4	7,4
$^{134}\text{Cs}$ , ГБк	1,4	0,9	0,9
$^{137}\text{Cs}$ ,ГБк	4,0	2,0	2,0

Таблица 9.6 – Контрольные уровни выбросов радиоактивных газов и аэрозолей за месяц

Радионуклид	Активность	
	Бк	Ки
ИРГ (любая смесь)	$5,7 \cdot 10^{13}$	$1,5 \cdot 10^3$
$^{131}\text{I}$	$1,5 \cdot 10^9$	0,041
$^{60}\text{Co}$	$6,2 \cdot 10^8$	0,017
$^{134}\text{Cs}$	$7,5 \cdot 10^7$	$2,0 \cdot 10^{-3}$
$^{137}\text{Cs}$	$1,7 \cdot 10^8$	$4,6 \cdot 10^{-3}$

Значения квот на облучение населения от радиационных факторов (выбросов и сбросов) при нормальной эксплуатации АЭС устанавливаются [23] и приведены в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Квоты на облучение населения от выбросов и сбросов при нормальной эксплуатации АЭС

Радиационный фактор	Атомная станция	
	действующая	строящаяся или проектируемая
Газоаэрозольные выбросы, мкЗв/год	200	50
Жидкие сбросы, мкЗв/год	50	50
Сумма, мкЗв/год	250	100

Выделяют два принципиально различных направления в работах по снижению загрязнения окружающей среды: активный и пассивный.

Применительно к атомной энергетике активный способ заключается в предупреждении выбросов радиоактивных продуктов в окружающую среду в результате совершенствования технологических схем и оборудования; в создании замкнутого технологического процесса, исключающего выброс этих продуктов в окружающую среду; в отработке и совершенствовании топливных элементов; в создании высокоэффективных систем очистки.

Пассивный способ основан на использовании эффекта рассеивания примесей радиоактивных веществ.

Тот или иной способ предотвращения загрязнения окружающей среды выбирают, учитывая такие факторы, как тип и мощность реактора, плотность населения вблизи станции и метеорологические условия в зоне размещения атомной станции, отработку и эффективность очистки таких систем.

## 9.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

### Пожарная безопасность

На АЭС действует правила [21], которые устанавливает требования по пожарной безопасности.

Помещение БЦУ оснащено ручными огнетушителями: 2 порошковых огнетушителя с массой огнетушащего вещества 4 кг и 2 углекислотных огнетушителя с массой огнетушащего вещества 5 кг (ОУ-5).

При возникновении пожара в здание необходимо:

- Покинуть здание используя основной или запасный выход;
- Сообщить пожарной охране о пришествии, оповестить руководство;
- При небольшом возгорании необходимо воспользоваться первичными средствами пожаротушения;
- Обесточить электроприборы;
- Эвакуировать персонал.

План эвакуации представлен на рисунке Д.3.

Необходимо отметить, что пожаробезопасность на АЭС является одним из наиболее важных факторов, так как пожар и его последствия могут привести не только к смерти персонала и повреждению оборудования, но и является исходным событием для аварии, при которой возможен выход радиоактивности за допустимые пределы. Помимо активной системы на АЭС разработана система пассивной противопожарной защиты.

СППЗ пожарных зон применяется для решения следующих задач:

- исключить одновременное воздействие пожара на оборудование и элементы основного и резервных вариантов безопасного аварийного останова и расхолаживания реакторной установки и, тем самым, обеспечить выполнение этими системами проектных функций в процессе и после пожара;
- обеспечить, при необходимости, локализацию и контроль радиоактивных выбросов в окружающую среду при пожаре;

					ФЮРА.XXXXXX.001.ПЗ	Лист
						143
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

– защитить персонал/население от превышения установленных доз облучения.

СППЗ пожарных зон выполняет функции основного барьера на пути распространения огня и опасных факторов пожара (высокие температуры, дым, токсичные продукты горения и др.) за пределы пожарной зоны, где он возник. При этом рассматривается полное свободное развитие пожара без учета воздействия на пожар систем пожаротушения, за исключением пассивных устройств самотушения проливов ГЖ.

## **9.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

### Социальное страхование работников

Страхование работников является частью государственной программы по обеспечению надлежащего уровня жизни в случае болезни, несчастного случая на производстве или утраты рабочего места при наличии независимых от их воли причин (ликвидация или реорганизация предприятия и т.д.).

Социальное страхование работников – это комплекс гарантий относительно основных конституционных и трудовых прав человека. Также это вид обязательного государственного страхования. Ему подлежат все без исключения работающие субъекты. Выплаты осуществляются за счет работодателя. Средства для компенсаций формируются без участия работника и отчислений из его дохода.

Социальное страхование работников предприятия – это одно из основных обязательств, которое берет на себя работодатель. За его выполнением установлен контроль ФСС, который вправе применять санкции относительно правонарушителя.

Существует всего два ключевых вида социального страхования сотрудников, это:

- Пособия;



- Пенсии.

Таким образом, можно сделать вывод, что социальное страхование призвано устранять риски. Основной риск, который угрожает работоспособному населению — наступление каких-либо непредвиденных и независящих от гражданина обстоятельств, которые могут привести к потере денежных средств. При этом, это может быть риск лишиться денежных поступлений как временно, так и на всю жизнь.

Помимо обязательного социального страхования существует и добровольное страхование работников, которое помогает дополнительно обезопасить гражданина от денежных потерь при наступлении нетрудоспособности. В этом случае необходимо совершить ряд действий.

- Заключить договор с агентством страхования о добровольном страховании сотрудника;

- Осуществляется оплата страховых взносов, в зависимости от условий договора выплата может быть единовременной или в несколько этапов;

- Организация должна признать факт предоставления страховой услуги;

- Компания берет на себя часть расходов по компенсации страховой выплаты.

Все выплаты, которые относятся к обязательным, можно условно разделить на несколько ключевых направлений:

- Медицинское страхование — распространяется на случаи, если сотрудник заболевает и уходит на больничный;

- Страхование от несчастных случаев, которые могут произойти на производстве. Как правило, такие случаи прописываются в трудовом договоре, который заключается с каждым сотрудником предприятия;

- Страхование при условии наступления материнства, иными словами, декрет;

- Страховые выплаты на случай утери работником трудоспособности на какой-то срок;

- Выплаты в пенсионный фонд;
- Страхование жизни.

## 10. Система автоматического регулирования уровня конденсата в ПНД

### 10.1 Описание технологической схемы работы оборудования

Подогреватели низкого давления предназначены для подогрева питательной воды в системах регенерации стационарных паровых турбин тепловых электростанций. Подогреватель представляет собой кожухотрубный теплообменник вертикального типа, основными узлами которого являются: корпус, водяная камера, трубная система. С помощью фланцевого соединения осуществляется сборка узлов, обеспечивающего возможность их профилактического осмотра и ремонта. Корпус подогревателя состоит из цилиндрической обечайки, эллиптического днища и фланца для соединения с трубной системой и водяной камерой. Трубная система состоит из трубной доски, каркаса, U – образных теплообменных труб, концы которых развальцованы в трубной доске. Водяная камера состоит из цилиндрической обечайки, эллиптического днища и фланца для соединения с трубной системой и корпусом, патрубков подвода и отвода воды. Внутренний объем камеры разделен перегородками на отсеки, благодаря которым вода совершает необходимое количество ходов.

В подогревателе нагреваемая вода движется по теплообменным трубкам, а греющий пар поступает через паропроводящий патрубок в межтрубное пространство. Конденсат пара стекает в нижнюю часть корпуса и отводится из подогревателя через регулирующий клапан, управляемый электронным автоматическим устройством. Аппаратура автоматического регулирования уровня конденсата поддерживает нормальный уровень конденсата в корпусе, выпускает избыток конденсата в дренажную сеть и препятствует выходу пара из корпуса. Накапливающиеся в подогревателе

					ФЮРА.XXXXXXX.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		146

неконденсирующиеся газы отводятся через патрубок на корпусе. Для контроля уровня конденсата на корпусе подогревателя предусмотрена установка указателя уровня (водоуказательного стекла), снабженного запорным устройством клапанного типа, которое обеспечивает отключение от сосуда, продувку указателя и защиту персонала при разрыве водоуказательного стекла. Водоуказательное стекло дополнительно защищено от повреждений металлическим кожухом.

## 10.2 Обзор и выбор принципиальных схем контроля

Под структурой управления понимается совокупность частей автоматической системы, на которые она может быть разделена по определенному признаку, а также пути передачи воздействий между ними.

Выбор структуры управления объектом автоматизации оказывает существенное влияние на эффективность его работы, снижение относительной стоимости системы управления, её надёжности и ремонтпригодности.

В большинстве случаев объект автоматизации состоит из нескольких связанных между собой участков управления или локальных контуров управления отдельными параметрами одной установки или агрегата. Система управления может состоять из нескольких уровней управления, в зависимости от решаемых задач. Различают одноуровневые и многоуровневые системы управления. В рамках данной выпускной квалификационной работы применяется одноконтурная система управления.

В данном объекте регулирования основная регулируемая величина – это уровень конденсата в подогревателе низкого давления. Для успешного регулирования требуется соблюдать технические требования к АСР, представленные ниже:

- поддержание заданной регулируемой величины уровня конденсата в подогревателе низкого давления;
- вывод на экран текущего значения уровня конденсата, состояние электродвигателя (включен/отключен);

- регистрация, хранение данных об изменениях параметра по времени;
- автоматическое регулирование;
- ручное управление исполнительным механизмом;
- все необходимые данные при авариях, потере питания должны сохраняться на информационные носители.

Структурная схема автоматической системы регулирования уровня в ПНД представлена на рисунке 10.

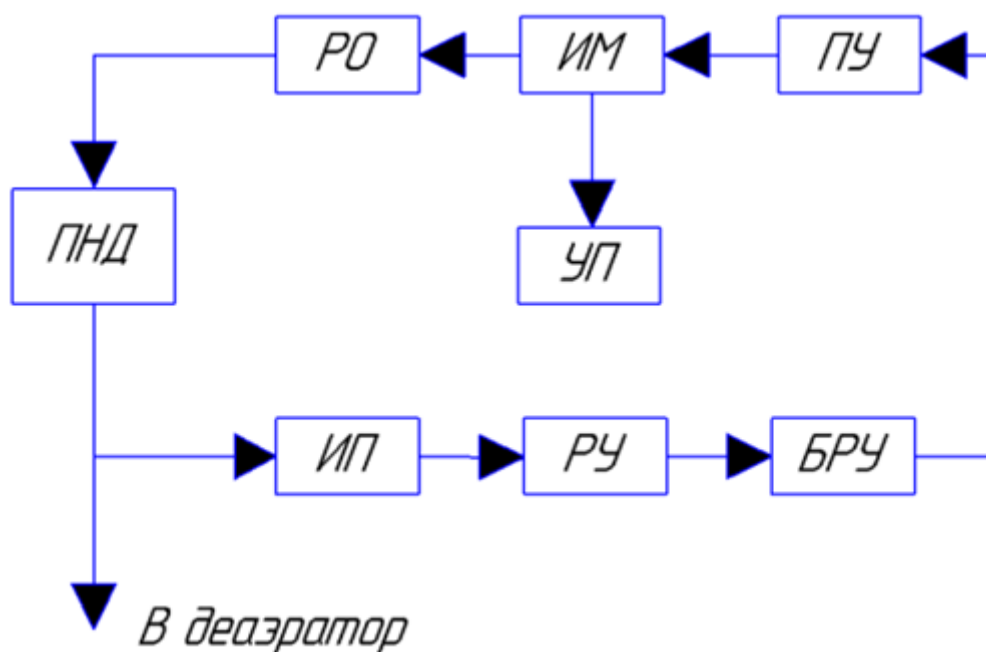


Рисунок 10- Структурная схема АСР уровня конденсата в подогревателе низкого давления

От измерительного преобразователя ИП уровня поступает импульс, который воздействует на регулирующее устройство РУ. Также на РУ подается сигнал задания. Сигнал рассогласования с регулирующего устройства поступает на блок ручного управления БРУ, который влияет на пусковое устройство ПУ. Вследствие этого исполнительный механизм ИМ устанавливает положение регулирующего органа РО в сторону уменьшения сигнала рассогласования, где УП является указателем положения регулируемой величины. Регулирующее воздействие направлено на уменьшение рассогласования между действительным и заданным значениями

регулируемой величины. Регулятор будет действовать на объект до тех пор, пока регулируемая величина не сравняется с заданным значением.

### 10.3 Выбор технических средств АСР

#### Выбор измерительных устройств уровня

Для измерения уровня в подогревателе низкого давления целесообразно использовать метод гидростатического давления, т.к. измеряемая среда считается непригодной для использования других методов.

Преобразователи давления обеспечивают непрерывное преобразование значения измеряемого параметра-гидростатического давления (ДГ), уровня в стандартный токовый выходной сигнал (0...5 мА, 4...20 мА, 0...20 мА) дистанционной передачи.

Рассмотрим следующие варианты датчиков:

- преобразователи давления серии «Метран»;
- преобразователи серии «Сапфир».

Датчики давления серии «Метран» дешевле, практически в два раза, обладают необходимыми функциями и соответствуют заданным требованиям, поэтому воспользуемся преобразователями концерна «Метран».

По самой оптимальной цене и конфигурациям из каталога в интернете, выбираем преобразователь гидростатического давления типа Метран-150-ДГ.

Основные характеристики и технические параметры преобразователя Метран 150-ДГ представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Основные характеристики и технические параметры преобразователя

Тип преобразователя	Модель	Ряд верхних пределов измерений	Предел допускаемой основной погрешности, %
Метран-150-ДГ	CDR-1	10; 16 МПа	0,1; 0,5

#### Выбор исполнительного механизма

При автоматизации объектов теплоэнергетики наибольшее распространение получили электрические исполнительные механизмы. В общем случае электрический ИМ включает электропривод, блок сигнализации положения и штурвал. Штурвал предназначен для ручного перемещения выходного вала исполнительного механизма. Блок сигнализации состоит из блока концевых выключателей и датчика положения исполнительного механизма. Концевые выключатели блока отключают электродвигатель при достижении крайних положений выходного вала исполнительного механизма. В зависимости от назначения исполнительные механизмы комплектуются различными датчиками положения: индуктивным, реостатным (диапазон 0...120 Ом), токовым (0...5 мА или 4...20 мА, или 0...20 мА). Обширно распространены следующие типы электрических ИМ: механизмы электрические однооборотные МЭО, механизмы электрические однооборотные фланцевые МЭОФ.

В соответствии с величиной крутящего момента, необходимого для перестановки регулирующего органа, выбран механизм электрический однооборотный типа МЭО-250/25–0,25.

#### Выбор устройств оперативного управления

В качестве устройств оперативного управления в АСР применяются блоки ручного управления БРУ-32, ручные задатчики РЗД-22, пусковые устройства ПБР-2М, дистанционные указатели положения ДУП-М. БРУ

					<b>ФЮРА.XXXXXX.001.ПЗ</b>	Лист
						150
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

используются для коммутации цепей управления. РЗД – для управления выходного напряжения операционного усилителя.

Для управления МЭО выбран пускатель бесконтактный реверсивный ПБР-2М, в связи с тем, что требуется управление однофазным конденсаторным электродвигателем, предназначенным для эксплуатации в общепромышленных условиях.

#### Выбор регулирующего устройства

Контроллер предназначен для построения современных АСУ ТП и с использованием персональных ЭВМ позволяет выполнять оперативное управление, автоматическое регулирование, логико–программное управление, блокировку и защиту, регистрацию и сигнализацию событий.

Программируемые контроллеры семейства SIMATIC S7-200 имеют модульную конструкцию и считаются безупречным средством для построения эффективных систем автоматического управления при минимальных затратах на приобретение оборудования и разработку системы.

Программируемые контроллеры S7-200 выпускаются в двух исполнениях:

- SIMATIC S7-200 для эксплуатации в стандартных промышленных условиях с диапазоном рабочих температур от 0 до +55°C;
- SIPLUS S7-200 для эксплуатации в тяжелых промышленных условиях с диапазоном рабочих температур от -25 до +70°C.

## Заключение

В ходе выполнения дипломной работы были проектировать энергоблока АЭС с реактором типа ВВЭР электрической мощностью 1300 МВт в Нинь Тхуан, Вьетнам.

Была составлена и рассчитана тепловая схема. ПТУ имеет 8 ступеней регенеративного подогрева: 2 подогревателя высокого давления, 5 подогревателя низкого давления, а так же деаэратор, включенный как самостоятельная ступень. В ходе расчета тепловой схемы были получены данные необходимые для расчета и проектирования парогенератора.

В итоге было спроектирован реактор тепловой мощностью 3200 МВт, расход теплоносителя – 17410 кг/с; габаритные размеры: высота активной зоны – 3110 мм, эквивалентный диаметр активной зоны – 3460 мм, диаметр корпуса 4548 мм, итогом теплогидравлического расчета стало подтверждение обеспечения теплотехнической надежности: температуры оболочки, наружной и внутренней поверхности сердечника соответствуют допустимым.

В результате проведенных расчетов был спроектирован обогреваемый водой под давлением горизонтальный корпусный парогенератор насыщенного пара с естественной циркуляцией рабочей среды и с U-образными трубками поверхности теплообмена, работающий в составе энергетического блока с реактором типа ВВЭР –1300, со следующими параметрами:

- суммарная тепловая мощность ПГ  $Q_{ПГ} = 800,6 \text{ МВт}$ ;
- средняя длина теплообменной трубки в трубном пучке  $l = 16,8 \text{ м}$ ;
- размер теплообменной трубки 16x1,6 мм;
- расход греющей среды  $G = 4440 \text{ кг/с}$ ;
- расход рабочего тела  $D = 445 \text{ кг/с}$ .



## Список использованных источников

1. Стерман Л.С. Тепловые и атомные электрические станции: учебник для вузов: / Л.С. Стерман, В.М. Лавыгин, С.Г. Тишин. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 464 с., ил.
2. Зорин В.М. Атомные электростанции: учебное пособие / В.М. Зорин. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 642 с.: ил.
3. Антонова А.М., Воробьев А.В. Атомные электростанции: учебное пособие / А.М. Антонова, А.В. Воробьев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 230 с.
4. Методические указания к выполнению курсовых, дипломных и лабораторных работ для студентов специальности 140404 «Атомные электрические станции и установки», направлений 140100 «Теплоэнергетика» и 551700 «Электроэнергетика/ Сост.: А.М. Антонова, А.В. Воробьев. –Томск: Изд-во ТПУ, 2006. - 32 с.
5. Кириллов П.Л. и др. Справочник по теплогидравлическим расчетам (ядерные реакторы, теплообменники, парогенераторы). – 2-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 360с.: ил.
6. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник/Под общ. ред. В.А. Григорьева, В.М. Зорина. – 2-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.: ил. – (Теплоэнергетика и теплотехника; Кн. 3).
7. Чиркин В.С. Теплофизические свойства материалов ядерной техники: Справочник. – М.: Атомиздат, 1968. – 484 с.
8. Кириллов П.Л., Терентьева М.И., Денискина Н.Б. Теплофизические свойства материалов ядерной техники: Учебное пособие для студентов / под ред. профессора Кирилова П.Л., 2-е изд. перераб. и доп. – М.: ИздАт, 2007. – 200 с.
9. Маргулова Т.Х. Расчет и проектирование парогенераторов АЭС: Учеб. Пособие для вузов. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1961. – 144с.: с черт.

10. Крапивцев В.Г. Сепарационные устройства ядерных энергетических установок.-М.: Изд. МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2009.
11. Лекции по АЭС. Техническое водоснабжение на АЭС. Антонова А.М.
12. Лекции по ТЭС и АЭС. Техническое водоснабжение ТЭС и АЭС. Зайцев В.В.
13. Рассохин Н.Г. Парогенераторные установки АЭС: Учеб. Пособие для вузов. – 3-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 384с.: ил.
14. СанПин 2.6.1.24-03 Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций СП АС-03.
15. СанПиН 2.2.4.1191-03. Электромагнитные поля в производственных условиях.
16. СанПиН 2.2.2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.
17. СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
18. АЭС с реактором типа ВВЭР-1000. От физических основ эксплуатации до эволюции проекта / С.А. Андрушечко, А.М. Афров, Б.Ю. Васильев, В.Н. Генералов, К.Б. Косоуров, Ю.М. Семченков, В.Ф. Украинцев. – М.: Логос, 2010. – 604 с. – цв. вклейки. ISBN 978-5-98704-496-4.
19. СП 13.13130.2009 Атомные станции требования пожарной безопасности.
20. РД 34.03.350-98 Перечень помещений и зданий энергетических объектов РАО "ЕЭС России".
21. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации ППБ 01-03.
22. СанПин 2.6.1.24-03 Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций СП АС-03.
23. СанПин 2.6.6.1168-02 Санитарные правила обращения с радиоактивными отходами СПОРО-2002.
24. В.В. Батов, Ю.И. Корякин Экономика ядерной энергетики – М.: Атомиздат, 1969. – 400 с.: ил.

25. Н.М. Синев Экономика ядерной энергетики: Основы технологии и экономики производства ядерного топлива. Экономика АЭС: Учеб. Пособие для вузов. – 3-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 480 с.: ил.
26. Экономика ядерной энергетики: Методические указания по выполнению организационно-экономического раздела выпускных квалификационных работ для студентов тепло-энергетического института специальности 100100 «Атомные электрические станции»/Сост. С.И. Сергейчик – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 24 с.
27. Сайт карта Нинь Тхуан. URL: <https://www.google.com/maps/search/>.

## Приложение А

### Конструкторский расчет ПГ

#### Выбор материала и диаметра труб теплопередающей поверхности и коллектора ТН, материала корпуса

Согласно прототипу принимаем следующие марки стали:

- для труб теплопередающей поверхности – 08Х18Н10Т;
- для коллектора и элементов корпуса – 08ГН2МФА, плакированная со стороны омываемой теплоносителем сталью 08Х18Н10Т.

Основные исходные данные к расчету:

- $G = 4440 \text{ кг} / \text{с}$  – массовый расход ТН;
- $D = 445 \text{ кг} / \text{с}$  – массовый расход рабочего тела в ПГ;
- $S_{1c} = 23 \text{ мм}$  - шаг между отверстиями в продольном направлении;
- $S_{2c} / 2 = 19 \text{ мм}$  - шаг между отверстиями в поперечном направлении;

- $$m = \frac{S_{2c}}{S_{1c}}.$$

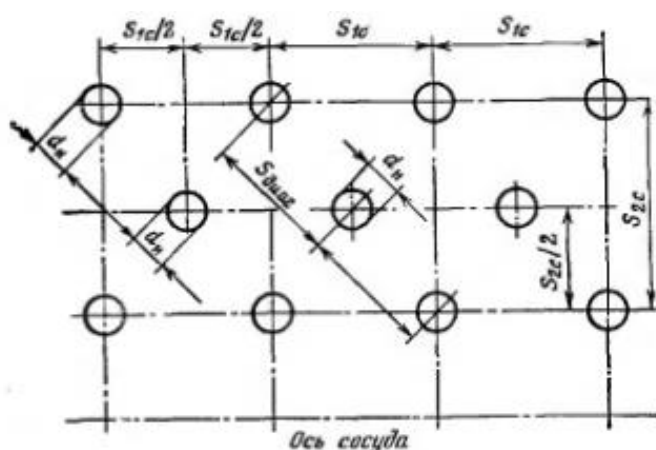


Рисунок А – Схема расположения отверстий.

Определим внутренний диаметр коллектора из уравнения неразрывности:

					ФЮРА.XXXXXXX.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		156

$$d_{BH}^K = \sqrt{\frac{4 \cdot G_{TH}}{\pi \cdot \rho_{1CP} \cdot w_K}};$$

где  $w_K$  - скорость теплоносителя в коллекторе, м/с. Рекомендуется взять как в прототипе или принять в диапазоне 8...12 м/с. Принимаем  $w_K = 10 \text{ м/с}$ .

$$\Rightarrow d_{BH}^K = \sqrt{\frac{4 \cdot G_{TH}}{\pi \cdot \rho_{1CP} \cdot w_K}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 4440}{\pi \cdot 696,7 \cdot 10}} = 0,9 \text{ м}.$$

Определим толщину стенки коллектора [1, стр. 312]:

$$\delta_K = \frac{P_{1P} \cdot d_{BH}^K}{2 \cdot \phi \cdot [\sigma_H] - P_{1P}} + C;$$

где:

- $P_{1P} = 1,84 \text{ кгс/мм}^2$  - расчетное давление ТН;
- $d_{BH}^K$  - внутренний диаметр коллектора, мм;
- $\phi$  - минимальный коэффициент прочности элемента, ослабленного отверстиями или сварными швами;
- $C = 1$  - прибавка к расчетной толщине стенки;
- $[\sigma_H]$  - номинальное допускаемое напряжение, кгс/мм<sup>2</sup>. Для стали 10ГН2МФА при  $t_{TH} = 329,7^\circ\text{C}$ ,  $[\sigma_H] \approx 21,5 \text{ кгс/мм}^2$ .

Так как в коллекторе шахматное расположение труб, необходимо рассчитать коэффициент прочности  $\phi$  по следующим формулам:

- для продольного ряда:  $\phi_1 = \frac{S_{1C} - d_o}{S_{1C}} = \frac{23 - 16}{23} = 0,304;$
- для поперечного ряда:  $\phi_2 = \frac{2 \cdot (S_{2C} - d_o)}{S_{2C}} = \frac{2 \cdot (19 - 16)}{19} = 0,316;$
- для диагонального ряда:

$$\phi_3 = \left( 1 - \frac{2 \cdot d_o}{2 \cdot S_{1C}} \cdot \frac{1}{\sqrt{1+m^2}} \right) \cdot \left[ \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{m^2}{\sqrt{1+m^2}} \right)} \right]^{-1} =$$

$$= \left( 1 - \frac{2 \cdot 16}{23} \cdot \frac{1}{\sqrt{1+0,83^2}} \right) \cdot \left[ \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{0,83^2}{\sqrt{1+0,83^2}} \right)} \right]^{-1} = 0,59.$$

Принимаем  $\phi = \phi_1 = 0,304$ .

$$\Rightarrow \delta_K = \frac{P_{1P} \cdot d_{BH}^K}{2 \cdot \phi \cdot [\sigma_H] - P_{1P}} + C = \frac{1,86 \cdot 900}{2 \cdot 0,304 \cdot 21,5 - 1,86} + 1 = 150 \text{ мм.}$$

Наружный диаметр коллектора:

$$d_H^K = d_{BH}^K + 2 \cdot \delta_K = 900 + 2 \cdot 150 = 1200 \text{ мм} = 1,2 \text{ м.}$$

Пересчитаем ранее выбранный поперечный шаг  $S_{2C}$  расположения отверстий на наружный диаметр коллектора, мм:

$$S_{2HAP} = S_{2C} \cdot \frac{d_H^K}{d_{BH}^K} = 19 \cdot \frac{1200}{900} = 25 \text{ мм.}$$

Определим длину дуги по окружности коллектора, занятую трубками верхнего ряда, м:

$$L_{K1} = L_{OTH} \cdot \pi \cdot d_H^K = 1 \cdot \pi \cdot 1,2 = 3,77 \text{ м;}$$

где  $L_{OTH} = 1$  - относительная длина дуги по окружности коллектора, занятая трубками верхнего ряда.

Определим число трубок в верхнем ряду, шт:

$$N_{TP1} = \frac{L_{K1}}{S_{2HAP}} = \frac{3,77}{0,025} = 149 \text{ шт.}$$

Ширина трубного пучка на уровне верхнего ряда трубок с учетом 3-х вертикальных коридоров (для организации опускного движения воды), м:

$$B_{\Pi} = N_{TP1} \cdot S_{2\Pi} + 3 \cdot B_{КОР};$$

где:  $B_{КОР} = 0,15 \text{ м}$  - ширина коридора. Первоначально принимается равной 0,1-0,2 м;  $S_{2\Pi} = 0,025 \text{ м}$  - поперечный шаг расположения трубок в пучке. Первоначально принимается равным  $S_{2HAP}$ .

$$\Rightarrow B_{II} = N_{TP1} \cdot S_{2II} + 3 \cdot B_{KOP} = 149 \cdot 0,025 + 3 \cdot 0,15 = 4,48 \text{ м.}$$

Определим расстояние между осями коллекторов, м:

$$X_{OC} = \frac{B_{II}}{2} = \frac{4,48}{2} = 2,24 \text{ м.}$$

Ширина  $B_{II}$  проходов (расстояние между ПДЛ и стенками корпуса ПГ), оставляемых для стока воды из условия:  $W_{II} = \frac{D_{II}}{2 \cdot \rho'_2 \cdot L_{ПДЛ} \cdot B_{II}} \leq 0,2;$

где:

- $W_{II}$  - скорость стока воды с листа, м/с;
- $\rho'_2 = 739,7 \text{ кг / м}^3$  - плотность насыщенной воды при давлении рабочего тела;
- $D_{II} = (1,5 \div 1,8) \cdot D = 1,5 \cdot 445 = 667,5 \text{ кг / с}$  - расход воды, стекающей с листа;
- $L_{ПДЛ} = 16,8 \text{ м}$  - длина погруженного дырчатого листа, м.

Первоначально принимается равной средней длине трубок.

- $B_{II} = 0,15 \text{ м}$  - в любом случае не должна быть меньше 0,15 м.

$$\Rightarrow W_{II} = \frac{D_{II}}{2 \cdot \rho'_2 \cdot L_{ПДЛ} \cdot B_{II}} = \frac{667,5}{2 \cdot 739,7 \cdot 16,8 \cdot 0,15} = 0,18 \leq 0,2;$$

Ширина корпуса ПГ на уровне ПДЛ, м:

$$B_{К.ПДЛ} = B_{ПДЛ} + 2 \cdot B_{II};$$

где:

- $B_{ПДЛ} = (1,05 \div 1,1) \cdot B_{II} = 1,075 \cdot 4,17 = 4,49 \text{ м}$  - ширина погруженного дырчатого листа;

$$\Rightarrow B_{К.ПДЛ} = B_{ПДЛ} + 2 \cdot B_{II} = 4,49 + 2 \cdot 0,15 = 4,79 \text{ м.}$$

Высота расположения ПДЛ относительно горизонтальной оси корпуса парогенератора определяется с учетом следующих обстоятельств:

- верхний ряд труб поверхности теплообмена располагается обычно на  $h_0 = 0,15 - 0,35$  м выше горизонтальной оси ПГ;
- средний весовой уровень воды при заполнении ПГ устанавливается на  $h_1 = 0,25 \div 0,35$  м выше уровня верхнего ряда труб;
- погруженный дырчатый лист в корпусе ПГ располагается на  $h_B = 0,05 \div 0,1$  м ниже весового уровня.

Примем  $h_0 = 0,25$  м;  $h_1 = 0,3$  м;  $h_B = 0,075$  м.

Тогда искомая высота расположения ПДЛ относительно горизонтальной оси корпуса ПГ может быть найдена из соотношения:

$$h_{ПДЛ} = h_0 + h_1 - h_B = 0,25 + 0,3 - 0,075 = 0,475 \text{ м.}$$

Используя очевидные геометрические соотношения можно определить внутренний диаметр корпуса парогенератора, м:

$$D_{Б.ВН} = \sqrt{4 \cdot (h_{ПДЛ})^2 + (B_{К.ПДЛ})^2} = \sqrt{4 \cdot (0,475)^2 + (4,79)^2} = 4,88 \text{ м.}$$

Проверим найденное значение внутреннего диаметра ПГ с точки зрения эффективности осадительной сепарации. Определим приведенную скорость пара при проходе через зеркало испарения:

$$W_0'' = \frac{D}{\rho_2'' \cdot F_{ЗИ}};$$

где:

- $F_{ЗИ}$  – площадь зеркала испарения, м<sup>2</sup>. Для парогенераторов с погруженным дырчатым листом.

$$F_{ЗИ} = F_{ПДЛ} = B_{ПДЛ} \cdot L_{ПДЛ} = 4,49 \cdot 16,8 = 75,5 \text{ м}^2;$$

- $\rho_2'' = 36,52 \text{ кг} / \text{м}^3$  – плотность насыщенного пара при давлении рабочего тела.

$$\Rightarrow W_0'' = \frac{D}{\rho_2'' \cdot F_{ЗИ}} = \frac{445}{36,52 \cdot 75,5} = 0,16 \text{ м} / \text{с.}$$



Определим действительный (с учетом вспухания) уровень воды над

ПДЛ, м:

$$h_d = \frac{h_B}{1 - \varphi_B};$$

где:

- $h_B$  – весовой уровень воды над ПДЛ, при отсутствии последнего - над последним рядом труб, м;
- $\varphi_B$  – истинное объемное паросодержание при барботаже пара через слой воды на ПДЛ.  $\varphi_B$  рассчитывается по формуле:

$$\varphi_B = \frac{\omega_0''}{\omega_0'' + (0,65 - 0,039 P_2)} = \frac{0,16}{0,16 + (0,65 - 0,039 \cdot 7)} = 0,3;$$

где  $P_2 = 7 \text{ МПа}$  - давление пара РТ.

$$\Rightarrow h_d = \frac{h_B}{1 - \varphi_B} = \frac{0,075}{1 - 0,3} = 0,1 \text{ м.}$$

Определим высоту парового объема, м:

$$h_{по} = \frac{D_{Б.ВН}}{2} - (h_{ПДЛ} + h_d) = \frac{4,88}{2} - (0,475 + 0,1) = 1,858 \text{ м.}$$

Минимально допустимая высота парового объема должна соответствовать следующему условию  $h_{по} \geq 0,4 \text{ м}$ , а так как  $1,858 \geq 0,4 \text{ м} \Rightarrow$  значение  $D_{Б.ВН}$  определено верно.

### Определение конфигурации поперечного сечения пучка теплообменных трубок

Число рядов трубок по высоте коллектора при условии одинакового количества трубок в ряду, шт.:  $N_P = \frac{N_{TP}}{N_{TP1}}$ ; где  $N_{TP}$  – общее число трубок, шт.

$$N_P = \frac{11006}{149} = 74 \text{ шт.}$$

Определим высоту перфорированной части коллектора при условии одинакового количества трубок в рядах, м:

					ФЮРА.XXXXXXX.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		161

$$H'_K = N_P \cdot S_{1П};$$

где:  $S_{1П}$  – продольный шаг расположения трубок в пучке (шаг между рядами трубок), м. Первоначально принимается равным  $S_{1П} = S_{1С} = 0,023$  м.

$$H'_K = 74 \cdot 0,023 = 1,7 \text{ м.}$$

Фактическая высота перфорированной части коллектора при условии неодинакового количества трубок в ряду, м:

$$H_K = R_{ОГБ} + h_0;$$

где:

- $R_{ОГБ} = \frac{D_{Б.ВН}}{2} - h_{ДН}$  – радиус огибающей поверхности трубного пучка, м;

- $\frac{D_{Б.ВН}}{2}$  – внутренний радиус корпуса ПГ;

- $h_{ДН} = 80 \div 120$  мм – расстояние нижнего ряда труб поверхности теплообмена от образующей корпуса ПГ. Примем  $h_{ДН} = 0,12$  м.

$$\Rightarrow R_{ОГБ} = \frac{4,88}{2} - 0,12 = 2,32 \text{ м}; H_K = 2,32 + 0,25 = 2,57 \text{ м.}$$

Значение высоты  $H_K$  должно быть не меньше ранее найденной высоты коллектора  $H'_K$  (при одинаковом количестве трубок в рядах), т.е. должно выполняться условие  $H_K \geq H'_K \Rightarrow 2,57 \geq 1,7$ .

Определим минимальную высоту перфорированной части коллектора, используя очевидные геометрические соотношения, м:

$$H_{К.МИН} = h_0 + \sqrt{R_{ОГБ}^2 - \frac{B_{П}^2}{4}} = 0,25 + \sqrt{2,32^2 - \frac{4,17^2}{4}} = 1,26 \text{ м.}$$

Определим площадь  $f_{1ПР}$  пучка, приходящуюся на 1 трубку, м<sup>2</sup>.

Для шахматной упаковки ( $S_{2П} \neq 2S_{1П}$ )  $f_{1ПР}$  рассчитывается как:

$$f_{1ПР} = S_{1П} \cdot S_{2П} = 0,023 \cdot 0,025 = 5,75 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

Определим площадь пучка, занятую только трубками (без учета коридоров):

$$F_{\Pi} = N_{TP} \cdot f_{TP} = 11006 \cdot 5,75 \cdot 10^{-4} = 6,33 \text{ м}^2.$$

С другой стороны эту площадь можно приближенно вычислить, используя полученные выше геометрические характеристики корпуса ПГ, размеры погруженного дырчатого листа и т.д.:

$$\begin{aligned} F'_{\Pi} &\approx \frac{\pi \cdot R_{ОГБ}^2}{2} + B_{\Pi} \cdot h_0 - H_{К.МИН} \cdot \left( R_{ОГБ} - \frac{B_{\Pi}}{2} \right) - 3 \cdot B_{КОР} \cdot \left( \frac{H_K + H_{К.МИН}}{2} \right) = \\ &= \frac{\pi \cdot 2,32^2}{2} + 4,17 \cdot 0,25 - 1,26 \cdot \left( 2,32 - \frac{4,17}{2} \right) - 3 \cdot 0,15 \cdot \left( \frac{2,57 + 1,26}{2} \right) = 7,34 \text{ м}^2. \end{aligned}$$

Если полученные площади  $F_{\Pi} = 3,93 \text{ м}^2$  и  $F'_{\Pi} = 4,8 \text{ м}^2$  близки по величине, то можно сделать вывод о правильности первого приближения в определении размеров ПГ.

### Толщина стенки центральной обечайки

Так как центральная обечайка корпуса имеет четыре неукрепленных отверстия под коллектор подвода и отвода теплоносителя, то расчет ее на прочность произведем с учетом трех коэффициентов прочности. Для этого сделаем развертку центральной обечайки корпуса ПГ, зная  $D_{Б.ВН}$ . Из развертки видно, что компоновка отверстий шахматная, если искусственно дорисовать недостающие отверстия.

Из развертки определяем необходимые шаги:

- Диаметр отверстий под коллекторы:  $d_{ОТВ}^K = 1200 \text{ мм}$ ;
- Продольный шаг расположения отверстий:  $S_{1К} = 3220 \text{ мм}$ ;
- Шаг между отверстиями в поперечном направлении:

$$S_{2К} = 2320 \text{ мм};$$

- Относительный шаг для расчета  $\phi_3$ :

$$m = \frac{S_{2К}}{S_{1К}} = \frac{2320}{3220} = 0,72.$$

Рассчитаем коэффициенты прочности  $\phi$  по следующим формулам:

- для продольного ряда:

$$\phi_1 = \frac{S_{1K} - d_{OTB}^K}{S_{1K}} = \frac{3220 - 1200}{3220} = 0,627;$$

- для поперечного ряда:

$$\phi_2 = \frac{2 \cdot (S_{2K} - d_{OTB}^K)}{S_{2K}} = \frac{2 \cdot (2320 - 1200)}{2320} = 0,964;$$

- для диагонального ряда:

$$\phi_3 = \left( 1 - \frac{2 \cdot d_{OTB}^K}{2 \cdot S_{1K}} \cdot \frac{1}{\sqrt{1+m^2}} \right) \cdot \left[ \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{m^2}{\sqrt{1+m^2}} \right)} \right]^{-1} = 0,843.$$

Проведем расчет по наименьшему коэффициенту прочности  $\phi = \phi_1 = 0,627$  и для  $C = 0$ :

$$\delta_{\Pi O}^P = \frac{P_{2P} \cdot d_{BH}^K}{2 \cdot \phi \cdot [\sigma_H] - P_{2P}} + C = \frac{0,803 \cdot 4880}{2 \cdot 0,627 \cdot 21,5 - 0,803} + 0 = 150 \text{ мм.}$$

### Толщина стенок боковых обечаяек

Считаем, что имеющиеся в боковых обечайках отверстия укреплены патрубками, штуцерами или накладками. Поэтому коэффициент прочности для этих элементов корпуса  $\phi = 1$  и  $C = 0$ :

$$\delta_P^{BO} = \frac{P_{2P} \cdot d_{BH}^K}{2 \cdot \phi \cdot [\sigma_H] - P_{2P}} + C = \frac{0,803 \cdot 4880}{2 \cdot 1 \cdot 21,5 - 0,803} + 0 = 93 \text{ мм.}$$

### Толщина стенки эллиптических днищ

Считаем, что имеющиеся в двух эллиптических днищах отверстия укреплены патрубками, штуцерами или накладками. Поэтому коэффициент прочности для этих элементов корпуса  $\phi = 1$  и  $C = 0$ :

$$\delta_P^{\text{ЭД}} = \frac{P_{2P} \cdot d_{BH}^K}{4 \cdot \phi \cdot [\sigma_H]} \cdot \frac{d_{BH}^K}{2H_d} + C;$$

где  $H_d = 0,25 \cdot d_{BH}^K = 0,25 \cdot 4,88 \cdot 10^3 = 1220$  – высота эллиптического днища, мм.

$$\Rightarrow \delta_p^{\text{эл}} = \frac{0,803 \cdot 4880}{4 \cdot 1 \cdot 21,5} \cdot \frac{4880}{2 \cdot 1220} = 91,2 \text{ мм.}$$

Округлим до большего целого числа и примем толщину стенок эллиптических днищ корпуса ПГ  $\delta_p^{\text{эл}} = 91 \text{ мм.}$

### Толщина крышек люков-лазов и крышки коллектора ТН

Толщина крышек, люков – лазов и крышки коллектора теплоносителя может быть рассчитана по формуле:

$$\delta_p = \frac{K}{K_0} \cdot d \cdot \sqrt{\frac{P_p}{[\sigma_H]}};$$

где:

- для крышек  $K = 0,6$ ;
- $d$  – средний диаметр окружности болтов;
- $K_0 = 1 - 0,43 \cdot (d_0 / d)$  – для крышек с отверстием при

$$d_0 / d \leq 0,35;$$

- Диаметр отверстий под болты  $d_0 = 20 \text{ мм.}$

Определим толщину крышки люков-лазов:

- Средний диаметр окружности люков-лазов  $d = 500 \text{ мм.}$

$$\Rightarrow \begin{cases} K_0 = 1 - 0,43 \cdot \frac{20}{500} = 0,983; \\ \delta_p^{\text{лл}} = \frac{K}{K_0} \cdot d \cdot \sqrt{\frac{P_{2P}}{[\sigma_H]}} = \frac{0,6}{0,983} \cdot 500 \cdot \sqrt{\frac{0,803}{21,5}} = 59 \text{ мм} \end{cases}.$$

Определим толщину крышки коллекторов:

- Диаметр отверстий под болты:  $d_0 = 20 \text{ мм;}$
- Средний диаметр окружности коллекторов:  $d = 1200 \text{ мм;}$
- Расчетное давление теплоносителя:  $P_{1P} = 1,86 \text{ кгс / мм}^2.$

- Расчётная температура ТН  $t_1 = 329,7$  °С. При этой температуре для стали 10ГН2МФА  $[\sigma_H] = 21,5$  кгс/мм<sup>2</sup>.

$$\Rightarrow \begin{cases} K_0 = 1 - 0,43 \cdot \frac{20}{1200} = 0,99; \\ \delta_P^{KP.KOL} = \frac{K}{K_0} \cdot d \cdot \sqrt{\frac{P_{1P}}{[\sigma_H]}} = \frac{0,6}{0,99} \cdot 1200 \cdot \sqrt{\frac{1,86}{21,5}} = 213 \text{ мм.} \end{cases}$$

### Система подачи питательной воды

Система подачи питательной воды состоит из тороидального коллектора, приваренных к нему двух раздающих труб и приваренных к ним отводящих трубок. Задавшись скоростью в коллекторе питательной воды и раздающих трубах (выбирается в диапазоне 5–6 м/с), определим их диаметры проходного сечения:

$$d_{BH}^{KOL} = \sqrt{\frac{4 \cdot D_{ПВ} \cdot g_{ПВ}}{W_{ПВ} \cdot n_{TP} \cdot \pi}};$$

где:

- $D_{ПВ} = 446,78$  – расход питательной воды, кг/с;
- $g_{ПВ}(P_2, t_{ПВ}) = 1,19 \cdot 10^{-3}$  – удельный объем питательной воды, м<sup>3</sup>/кг;
- $n_{TP}$  – количество трубок, шт;
- $W_{ПВ} = 5 \text{ м/с}$  – скорость питательной воды, м/с.

Внутренний диаметр коллектора питательной воды:

$$d_{BH}^{KOL} = \sqrt{\frac{4 \cdot 446,78 \cdot 1,19 \cdot 10^{-3}}{5 \cdot 1 \cdot \pi}} = 368 \text{ мм.}$$

Из стандартного ряда выбираем трубу  $\varnothing 368 \times 8 \text{ мм}$ .

Внутренний диаметр раздающих труб:

$$d_{BH}^{PAZ} = \sqrt{\frac{4 \cdot 446,78 \cdot 1,19 \cdot 10^{-3}}{5 \cdot 2 \cdot \pi}} = 260 \text{ мм.}$$

Из стандартного ряда выбираем трубу  $\varnothing 273 \times 8$  мм.

Задавшись скоростью в отводящих трубках и их диаметром рассчитаем их количество:

$$n_{\text{ОТВ.ТР}} = \frac{4 \cdot D_{\text{ПВ}} \cdot \varrho_{\text{ПВ}}}{W_{\text{ОТВ.ТР}} \cdot (d_{\text{ВН}}^{\text{ОТВ.ТР}})^2 \cdot \pi}.$$

Скорость в отводящих трубках:

$$W_{\text{ОТВ.ТР}} = (1,3 \div 1,8) \cdot W_{\text{ПВ}} = 1,5 \cdot 5 = 7,5 \text{ м / с.}$$

Отводящие трубки диаметром  $60 \times 2$  мм  $\Rightarrow d_{\text{ВН}}^{\text{ОТВ.ТР}} = 56$  мм.

Количество отводящих трубок:

$$n_{\text{ОТВ.ТР}} = \frac{4 \cdot 446,78 \cdot 1,19 \cdot 10^{-3}}{7,5 \cdot (56 \cdot 10^{-3})^2 \cdot \pi} = 28,8 \Rightarrow 29 \text{ шт.}$$

## Приложение Б

### Расчет сепарации и водного режима

#### Погруженный дырчатый лист

В конструкционном расчете были определены следующие величины:

- $B_{ПР} = 0,15 \text{ м}$  – Ширина проходов (расстояние между ПДЛ и стенками корпуса ПГ);
- $L_{ПДЛ} = 16,8 \text{ м}$  – длина ПДЛ;
- $W_{ПР} = 0,18 \text{ м / с}$  – скорость стока воды с листа, м/с;
- $B_{ПДЛ} = 4,49 \text{ м}$  – ширина ПДЛ;
- $B_{к.ПДЛ} = 4,79 \text{ м}$  – ширина корпуса ПГ на уровне ПДЛ;
- $h_0 = 0,25 \text{ м}$  – высота расположения верхнего ряда ТОТ относительно горизонтальной оси корпуса ПГ;
- $h_1 = 0,3 \text{ м}$  – высота расположения среднего весового уровня над ПДЛ относительно верхнего ряда ТОТ;
- $h_B = 0,075 \text{ м}$  – высота расположения среднего весового уровня относительно ПДЛ;
- $F_{ЗИ} = F_{ПДЛ} = 75,5 \text{ м}^2$  – площадь ЗИ и ПДЛ;
- $h_{ПДЛ} = 0,475 \text{ м}$  – высота расположения ПДЛ относительно горизонтальной оси корпуса ПГ;
- $h_d = 0,107 \text{ м}$  – действительный (с учетом вспухания) уровень воды над ПДЛ.

Количество отверстий можно вычислить по формуле, шт:

$$N_{отв} = \frac{4 \cdot D}{\pi \cdot \rho_2^H \cdot d_0^2 \cdot w_{ПДЛ}};$$

где:  $w_{ПДЛ}$  – скорость пара в отверстиях ПДЛ, м/с;  $d_0 = 0,01 \text{ м}$  – диаметр перфорированных отверстий.

					ФЮРА.XXXXXXX.001.ПЗ	Лист
						168
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		



Из [1, с.303, рис.13.6] по  $P_2 = 7 \text{ МПа}$  определяем  $w_{\text{ПДЛ}} = 2 \text{ м / с}$ .

Паровая подушка под листом устойчиво существует при скоростях пара в отверстиях не ниже определенного значения, которое может быть найдено по формуле:

$$\begin{aligned} \omega_{\text{ПДЛ}}^{\text{МИН}} &= 1,1 \cdot \left( \frac{g}{\rho_2''} \right)^{0,5} \cdot \left[ \sigma \cdot \left( \frac{\rho_2' - \rho_2''}{g} \right) \right]^{0,25} \\ &= 1,1 \cdot \left( \frac{9,8}{36,52} \right)^{0,5} \cdot \left[ 1,95 \cdot 10^{-2} \cdot \left( \frac{739,7 - 36,52}{9,8} \right) \right]^{0,25} = 0,62 \text{ м / с}; \\ \omega_{\text{ПДЛ}} &\geq \omega_{\text{ПДЛ}}^{\text{МИН}}, \text{ т.к. } 2 \geq 0,62. \end{aligned}$$

где:  $\sigma = 1,95 \cdot 10^{-2} \text{ Н / м}$  – коэффициент поверхностного натяжения.

$$\Rightarrow N_{\text{ОТВ}} = \frac{4 \cdot D}{\pi \cdot \rho_2'' \cdot d_0^2 \cdot w_{\text{ПДЛ}}} = \frac{4 \cdot 445}{\pi \cdot 36,52 \cdot 0,01^2 \cdot 2} = 77573 \text{ шт.}$$

После определения числа отверстий  $N_{\text{ОТВ}}$  целесообразно сравнить суммарную площадь отверстий  $F_{\text{ОТВ}}$  с полной площадью погруженного дырчатого листа  $F_{\text{ПДЛ}}$ . Если получится, что  $F_{\text{ОТВ}} \geq F_{\text{ПДЛ}}$ , то необходимо изменить уровень расположения ПДЛ или диаметр корпуса ППГ.

$$\begin{aligned} F_{\text{ОТВ}} &= \pi \cdot r_{\text{ОТВ}}^2 \cdot N_{\text{ОТВ}} = \pi \cdot \left( \frac{d_0}{2} \right)^2 \cdot N_{\text{ОТВ}} = \pi \cdot \left( \frac{0,01}{2} \right)^2 \cdot 77573 = 6,1 \text{ м}^2; \\ F_{\text{ОТВ}} &\leq F_{\text{ПДЛ}}, \text{ т.к. } 6,1 \leq 75,5. \end{aligned}$$

Шаг расположения отверстий в ПДЛ:

$$S = \sqrt{\frac{F_{\text{ПДЛ}}}{N_{\text{ОТВ}}}} = \sqrt{\frac{75,5}{77573}} = 0,031 \text{ м} = 31 \text{ мм.}$$

Для облегчения формирования паровой подушки дырчатый лист по всему периметру имеет закраины (отбортовку). Высота закраин должна быть больше, чем минимально необходимая толщина паровой подушки, определяемая по формуле:

$$\delta_{\text{ПОД}}^{\text{МИН}} = (1,75 + 0,78 \cdot \zeta_{\text{ОТВ}}) \cdot \sqrt[3]{\frac{2 \cdot \sigma^2}{d_{\text{ОТВ}} \cdot g^2 \cdot (\rho' - \rho'')^2}};$$

где:

- $\phi = \frac{F_{\text{отв}}}{F_{\text{ПДЛ}}} = \frac{6,1}{75,5} = 0,08$  – отношение площади отверстий в ПДЛ к

его полной площади.

- $\zeta_{\text{отв}} = 2,7 - 3 \cdot \phi = 2,7 - 3 \cdot 0,08 = 2,46$  – коэффициент местных сопротивлений отверстий в щите;

$$\Rightarrow \delta_{\text{под}}^{\text{мин}} = (1,75 + 0,78 \cdot 2,46) \cdot \sqrt[3]{\frac{2 \cdot (1,95 \cdot 10^{-2})^2}{0,019,8^2 \cdot (739,7 - 36,52)^2}} = 0,004 \text{ м.}$$

Примем высоту закраин как в прототипе  $h_{\text{зак}} = 150 \text{ мм}$ .

### Расчет осадительной (гравитационной) сепарации и жалюзийных сепараторов

Ранее были определены следующие величины:

- $W_0'' = 0,16 \text{ м/с}$  – приведенная скорость пара при проходе через зеркало испарения;
- $h_{\text{по}} = 1,858 \text{ м}$  – высота парового объема.

Критическое значение высоты парового объема:

$$h_{\text{по}}^{\text{KP}} = 0,087 \cdot (W_0'' \cdot F_p)^{1,3} = 0,087 \cdot (0,16 \cdot 12,4)^{1,3} = 0,214 \text{ м};$$

$$h_{\text{по}} \geq h_{\text{по}}^{\text{KP}}, \text{ т.к. } 1,858 \geq 0,214;$$

где:

$$F_p = 3,45 \cdot 10^3 \cdot \left[ \frac{\rho'' \cdot (\rho')^2}{(\rho' - \rho'')^6} \right]^{0,25} = 3,45 \cdot 10^3 \cdot \left[ \frac{36,52 \cdot (739,7)^2}{(739,7 - 36,52)^6} \right]^{0,25} = 12,4$$

– параметр, учитывающий влияние давления на процесс гравитационной сепарации.

Определим влажность пара на некоторой высоте « $H_i$ » над зеркалом испарения:

$$y = 6,1 \cdot 10^9 \cdot \frac{Fr^{1,38}}{Ar^{1,1}} \cdot \left( \frac{\sqrt{\frac{\sigma}{\rho' - \rho''}}}{H_i} \right)^{0,92};$$

где:

- $H_{\Pi}$  – высота расположения нижних кромок ЖС относительно ЗИ, м. Примем  $H_{\Pi} = 0,8$  м.

- $Fr = \frac{(w_0'')^2 \cdot H_{\Pi}}{g}$  – число Фруда;

- $Ar = \frac{g \cdot \left[ \sqrt{\frac{\sigma}{\rho' - \rho''}} \right]^3}{\nu^2} \cdot \left( \frac{\rho'}{\rho''} - 1 \right)$  – число Архимеда;

- $\nu = 5,17 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2 / \text{с}$  – коэффициент кинематической вязкости для пара.

Определим число Фруда:

$$Fr = \frac{(0,16)^2 \cdot 0,8}{9,8} = 2,1 \cdot 10^{-3}.$$

Определим число Архимеда:

$$Ar = \frac{9,8 \cdot \left[ \sqrt{\frac{1,95 \cdot 10^{-2}}{739,7 - 36,52}} \right]^3}{(5,17 \cdot 10^{-7})^2} \cdot \left( \frac{739,7}{36,52} - 1 \right) = 10,3 \cdot 10^7.$$

Тогда влажность пара на высоте « $H_i = H_{\Pi} = 0,8$  м» над зеркалом испарения:

$$y = 6,1 \cdot 10^9 \cdot \frac{(2,1 \cdot 10^{-3})^{1,38}}{(10,3 \cdot 10^7)^{1,1}} \cdot \left( \frac{\sqrt{\frac{1,95 \cdot 10^{-2}}{739,7 - 36,52}}}{0,8} \right)^{0,92} = 0,019 \cdot 10^{-3}.$$

Это и будет влажность пара перед ЖС.

Минимально необходимая площадь жалюзийного сепаратора:

$$F_{ЖС} = \frac{D}{\rho'' \cdot W_{ПП}''} = \frac{445}{36,52 \cdot 0,3} = 40,6 \text{ м}^2;$$

Где  $W_{ПП}'' = 0,3 \text{ м / с}$  – предельная скорость пара перед жалюзийным сепаратором, которая определяется из [5, с.301, рис.13.2] по  $P_2 = 7 \text{ МПа}$ .

Ширина ЖС определяется как:

$$S_{ЖС} = \frac{F_{ЖС}}{L_{ЖС}} = \frac{40,6}{16,8} = 2,41 \text{ м}.$$

где  $L_{ЖС} = L_{ПДЛ} = 16,8 \text{ м}$ .

### Пароприемный потолок

Смысл расчета пароприемного потолка заключается в определении числа отверстий в щите:

$$N'_0 = \frac{4 \cdot D}{\pi \cdot d_{ОТВ}^2 \cdot \rho'' \cdot W_{ПП}''};$$

где:

- $d_{ОТВ}$  – диаметр отверстий в щите (м), принимается равным 8 – 10 мм. Примем  $d_{ОТВ} = 10 \text{ мм}$ ;
- $W_{ОТВ}^{ПП}$  – скорость пара в отверстиях пароприемного потолка, м/с. Для пара среднего давления (до 10 МПа) выбирается в диапазоне от 10 до 18 м/с. Примем  $W_{ОТВ}^{ПП} = 14 \text{ м / с}$ .

$$\Rightarrow N'_0 = \frac{4 \cdot D}{\pi \cdot d_{ОТВ}^2 \cdot \rho'' \cdot W_{ОТВ}^{ПП}} = \frac{4 \cdot 445}{\pi \cdot 0,01^2 \cdot 36,52 \cdot 14} = 11082 \text{ шт}.$$

Суммарная площадь отверстий:

$$F_{ОТВ} = \frac{\pi \cdot d_{ОТВ}^2}{4} \cdot N'_0 = \frac{\pi \cdot 0,01^2}{4} \cdot 11082 = 0,87 \text{ м}^2.$$

Площадь пароприемного потолка в первом приближении принимается:

$$F_{ПП} = F_{ЖС} = 40,6 \text{ м}^2.$$

Шаг расположения отверстий в пароприемном потолке:

					ФЮРА.XXXXXXX.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		172

$$S = \sqrt{\frac{F_{III}}{N'_0}} = \sqrt{\frac{40,6}{11082}} = 60,5 \text{ мм.}$$

### Пароотводящие трубы

Для надежной работы пароприемного потолка необходимо, чтобы скорость в пароотводящих трубах была не больше 0,7 от скорости в отверстиях пароприемного потолка  $W_{OTB}^{III}$ . По этой скорости, с учетом того, что количество пароотводящих труб в горизонтальном парогенераторе не превышает 6 – 10, можно определить диаметр пароотводящих труб  $d_{TP}^{OTB}$ .

Определим скорости в пароотводящих патрубках:

$$W_{TP}^{OTB} = 0,7 \cdot W_{OTB}^{III} = 0,7 \cdot 14 = 9,8 \text{ м / с.}$$

Примем количество пароотводящих труб  $N_{TP}^{OTB} = 10 \text{ шт.}$

Определим диаметр пароотводящих труб:

$$d_{TP}^{OTB} = \sqrt{\frac{4 \cdot D}{\pi \cdot N_{TP}^{OTB} \cdot \rho'' \cdot W_{TP}^{OTB}}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 445}{\pi \cdot 10 \cdot 36,52 \cdot 9,8}} = 0,4 \text{ м.}$$

Из стандартного ряда выбираем трубу  $\varnothing 400 \times 8 \text{ мм.}$

## Приложение В

### Гидравлический расчет ПГ

Потери давления от трения по длине вычисляются по формуле [5, с.122]:

$$\Delta p_{TP} = \xi_T \cdot \frac{L_K}{d_K} \cdot \frac{\rho \cdot \omega^2}{2}, \text{ Па.}$$

Потери давления от местных сопротивлений вычисляются по формуле:

$$\Delta p_M = \xi_M \cdot \frac{\rho \cdot \omega^2}{2}, \text{ Па.}$$

где:

- $\xi_T$  и  $\xi_M$  – коэффициент сопротивления на трение и коэффициент местного сопротивления, соответственно;
- $\rho$  – плотность теплоносителя, кг/м<sup>3</sup>;
- $\omega$  – скорость теплоносителя, м/с;
- $d_K$  – диаметр канала, м;
- $L_K$  – длина канала, м.

Поток однофазный поэтому все параметры теплоносителя берем как средние на участке. Теплофизические и геометрические характеристики, для расчета гидравлических потерь первого контура:

- $\rho_{1BX} = 655 \text{ кг} / \text{м}^3$  – плотность ТН на входе участка;
- $\rho_{1ВЫХ} = 717,6 \text{ кг} / \text{м}^3$  – плотность ТН на выходе участка;
- $\bar{\rho}_1 = \frac{\rho_{1BX} + \rho_{1ВЫХ}}{2} = \frac{655 + 717,6}{2} = 686,3 \text{ кг} / \text{м}^3$  – средняя плотность

ТН на всем участке;

- $\nu_{1BX} = 1,17 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2 / \text{с}$  – кинематическая вязкость ТН на входе участка;

- $\nu_{1BBLX} = 1,21 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2 / \text{с}$  – кинематическая вязкость ТН на выходе участка;

- $\bar{\nu}_1 = \frac{\nu_{1BX} + \nu_{1BBLX}}{2} = 1,19 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2 / \text{с}$  – средняя кинематическая вязкость ТН на всем участке;

- $w_{BX} = 4,8 \text{ м} / \text{с}$  – скорость ТН на входе участка;

- $w_{BBLX} = 4,4 \text{ м} / \text{с}$  – скорость ТН на выходе участка;

- $\bar{w}_1 = \frac{w_{BX} + w_{BBLX}}{2} = \frac{4,8 + 4,4}{2} = 4,6 \text{ м} / \text{с}$  – средняя скорость ТН на всем участке;

- $w_K^{BX} = 10 \text{ м} / \text{с}$  – скорость ТН на входе коллектора;

- $w_K^{BBLX} = 8 \text{ м} / \text{с}$  – скорость ТН на выходе из коллекторов;

- $\bar{w}_K = \frac{w_K^{BX} + w_K^{BBLX}}{2} = \frac{10 + 8}{2} = 9 \text{ м} / \text{с}$  – средняя скорость ТН в коллекторах;

- $d_K = 12,8 \cdot 10^{-3} \text{ м}$  – внутренний диаметр трубок;

- $d_{BH}^K = 0,9 \text{ м}$  – внутренний диаметр коллекторов;

- $L_K^K = 3,77 \text{ м}$  – длина коллекторов;

- $L_K = 16,8 \text{ м}$  – длина канала.

Коэффициент трения зависит от относительной шероховатости  $\delta_{III} / r_K$ .

Для режима течения с  $Re_1 > Re_{пер} \approx 120 \cdot d_K / \delta_{III}$  коэффициент трения будет:

$$\xi_T = [1,74 + 2 \cdot Lg(r_K / \delta_{III})]^{-2}.$$

Относительная шероховатость для нержавеющей стали  $\delta_{III} = 0,05 \text{ мм}$  [1, с.123].

Определим режим течения в трубках:

$$Re_1 = \frac{\bar{w}_1 \cdot d_K}{\bar{v}_1} = \frac{4,6 \cdot 12,8 \cdot 10^{-3}}{1,19 \cdot 10^{-7}} = 4,9 \cdot 10^5;$$

$$Re_{ПЕР} \approx 120 \cdot \frac{d_K}{\delta_{III}} = 120 \cdot \frac{12,8 \cdot 10^{-3}}{0,05 \cdot 10^{-3}} = 3,1 \cdot 10^4.$$

Так как  $Re_1 > Re_{ПЕР}$ , то:

$$\xi_T^{TP} = \left[ 1,74 + 2 \cdot Lg \left( \frac{6,4 \cdot 10^{-3}}{0,05 \cdot 10^{-3}} \right) \right]^{-2} = 0,028.$$

Тогда потери давления в трубках:

$$\Delta p_{TP}^{TP} = \xi_T^{TP} \cdot \frac{L_K}{d_K} \cdot \frac{\bar{\rho}_1 \cdot \bar{w}_1^2}{2} = 0,028 \cdot \frac{16,8}{0,0128} \cdot \frac{686,3 \cdot 4,6^2}{2} = 266732 \text{ Па}.$$

Потери давления на входе в трубки ( $\xi_M^{BX} = 0,5$ ):

$$\Delta p_M^{BX} = \xi_M \cdot \frac{\rho_{1BX} \cdot w_{BX}^2}{2} = 0,5 \cdot \frac{655 \cdot 4,8^2}{2} = 3752 \text{ Па}.$$

Потери давления при повороте в U – образных трубках

( $\xi_M^{ПОВ} = 0,5$ ):

$$\Delta p_M^U = \xi_M \cdot \frac{\bar{\rho}_1 \cdot \bar{w}_1^2}{2} = 0,5 \cdot \frac{686,3 \cdot 4,6^2}{2} = 3595 \text{ Па}.$$

Потери давления на выходе из трубок ( $\xi_M^{БЫХ} = 1$ ):

$$\Delta p_M^{БЫХ} = \xi_M \cdot \frac{\rho_{1БЫХ} \cdot w_{БЫХ}^2}{2} = 1 \cdot \frac{717,6 \cdot 4,4^2}{2} = 6849 \text{ Па}.$$

Определим режим течения в коллекторах:

$$Re_1^{КОЛ} = \frac{\bar{w}_K \cdot d_{BH}^K}{\bar{v}_1} = \frac{9 \cdot 900 \cdot 10^{-3}}{1,19 \cdot 10^{-7}} = 6,8 \cdot 10^7;$$

$$Re_{ПЕР}^{КОЛ} \approx 120 \cdot \frac{d_{BH}^K}{\delta_{III}} = \frac{900 \cdot 10^{-3}}{0,05 \cdot 10^{-3}} = 2,16 \cdot 10^6.$$

Так как  $Re_1^{КОЛ} > Re_{ПЕР}^{КОЛ}$ , то:

$$\xi_T^{КОЛ} = \left[ 1,74 + 2 \cdot Lg \left( \frac{450 \cdot 10^{-3}}{0,05 \cdot 10^{-3}} \right) \right]^{-2} = 0,011.$$



Тогда потери давления на трение в коллекторах:

$$\Delta p_T^{КОЛ} = \xi_T^{КОЛ} \cdot \frac{L_K^K}{d_{BH}^K} \cdot \frac{\bar{\rho}_1 \cdot w_K^2}{2} = 0,011 \cdot \frac{3,77}{0,9} \cdot \frac{686,3 \cdot 9^2}{2} = 1251 \text{ Па.}$$

Коэффициент местного сопротивления на входе в коллектора (сужение

потока):

$$\xi_{H.C.} = 1,1 \cdot \left[ 1 - \left( \frac{w_K^{БЫХ}}{w_K^{ВХ}} \right)^2 \right] = 1,1 \cdot \left[ 1 - \left( \frac{8}{10} \right)^2 \right] = 0,396.$$

Потери давления на входе в коллектора:

$$\Delta p_M^{H.C.} = \xi_{H.C.} \cdot \frac{\rho_{1ВХ} \cdot w_K^{ВХ2}}{2} = 0,396 \cdot \frac{655 \cdot 10^2}{2} = 12969 \text{ Па.}$$

Коэффициент местного сопротивления на выходе из коллекторов (расширение потока):

$$\xi_{H.P.} = 0,5 \cdot \left[ 1 - \frac{w_K^{БЫХ}}{w_K^{ВХ}} \right] = 0,5 \cdot \left[ 1 - \frac{8}{10} \right] = 0,1.$$

Потери давления на выходе из коллекторов:

$$\Delta p_M^{H.P.} = \xi_{H.P.} \cdot \frac{\rho_{1ВЫХ} \cdot w_K^{БЫХ2}}{2} = 0,1 \cdot \frac{717,6 \cdot 8^2}{2} = 2296 \text{ Па.}$$

Суммарные гидравлические потери по первому контуру:

$$\Delta p_1 = \Sigma \Delta p_{TP} + \Sigma \Delta p_M = (266732 + 1251) + (3752 + 6849 + 3595 + 12969 + 2296) = 297,4 \text{ кПа.}$$

Таблица В- Гидравлическое сопротивление движению ТН.

Участок	Расчетная формула	$\xi$	L, м	D, м	Величина потерь, Па
Вход в коллектор	$\Delta p_M = \xi_M \cdot \frac{\rho \cdot \omega^2}{2}$	0,396	-	-	$\Delta p_M^{H.C.} = 12969$
Трение в коллекторе	$\Delta p_{TP} = \xi_T \cdot \frac{L}{d_K} \cdot \frac{\rho \cdot \omega^2}{2}$	0,011	3,77	0,9	$\Delta p_T^{КОЛ} = 1251$
Вход в трубки	$\Delta p_M = \xi_M \cdot \frac{\rho \cdot \omega^2}{2}$	0,5	-	-	$\Delta p_M^{ВХ} = 3752$
Трение в трубках	$\Delta p_{TP} = \xi_T \cdot \frac{L}{d_K} \cdot \frac{\rho \cdot \omega^2}{2}$	0,028	16,8	0,0128	$\Delta p_{TP}^{TP} = 266732$

Продолжение таблицы В

Поворот на 180°	$\Delta p_M = \xi_M \cdot \frac{\rho \cdot \omega^2}{2}$	0,5	-	-	$\Delta p_M^U = 3595$
Выход из трубок	$\Delta p_M = \xi_M \cdot \frac{\rho \cdot \omega^2}{2}$	1	-	-	$\Delta p_M^{BIX} = 6849$
Выход из коллектора	$\Delta p_M = \xi_M \cdot \frac{\rho \cdot \omega^2}{2}$	0,1	-	-	$\Delta p_M^{H.P.} = 2296$
Суммарная величина потерь, кПа					$\Delta p_1 = 297,4$

## Приложение Д

### Расчет освещенности помещения БЩУ

$H = 3,5 м$  – высота помещения;

$h_n = H = 3,5 м$  – высота светильника над полом, высота подвеса. По условиям наименьшей допустимой высоты подвеса установлена без свеса;

$h_p = 0,8 м$  – высота рабочей поверхности над полом;

$h = h_n - h_p = 3,5 - 0,8 = 2,7 м$  – расчетная высота светильника над рабочей поверхностью;

$l = 1230 мм$  – длина светильника (принимаем ОД-2-40);

$\lambda = 1,4$  – коэффициент. Принимается по [5] для светильника типа ОД;

$A = 23,4 м$  – длина помещения;

$B = 11,7 м$  – ширина помещения.

На рисунке Д.1 изображены необходимые геометрические параметры установки светильника в помещении.

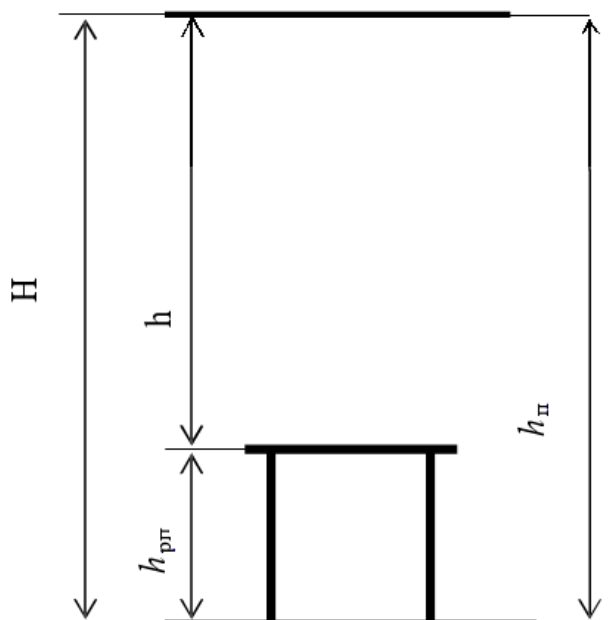


Рисунок Д.1 – Основные расчетные параметры

Световой поток определяется по формуле:

$$\Phi = E_n \cdot S \cdot K_z \cdot Z / [N \cdot \eta],$$

где  $E_n = 300 \text{ Лк}$  – минимальная освещенность по [5];

$S = 23,4 \cdot 11,7 = 274,0 \text{ м}^2$  – площадь освещаемого помещения;

$N$  – число ламп;

$K_z = 1,5$  – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника;

$n = 2$  – число ламп в светильнике;

$\eta$  – коэффициент использования светового потока (в долях единицы), то есть отношение светового потока, падающего на расчётную поверхность, к суммарному потоку всех ламп, %;

$Z = 1,1$ , т.к. установлены люминесцентные лампы.

Определим число светильников, необходимое для освещения из расчета 1 светильник на  $6 \text{ м}^2$ .

$$\frac{N}{2} = S / 6 = 274,0 / 6,0 = 46 \text{ шт.}$$

Принимаем количество светильников  $48 \text{ шт.}$

Количество ламп – 96 шт.

Определим коэффициент использования светового потока. Коэффициент использования светового потока показывает, какая часть светового потока ламп попадает на рабочую поверхность. Он зависит от индекса помещения  $i$ , типа светильника, высоты светильников над рабочей поверхностью  $h$  и коэффициентов отражения стен  $\rho_c$  и потолка  $\rho_n$ . Для этого рассчитаем величину индекса помещения:

$$i = S / [h \cdot (A + B)] = 274,0 / [2,7 \cdot (23,4 + 11,7)] = 2,9.$$

Коэффициенты отражения стен и потолка, соответственно,  $\rho_c = 50\%$ ;  $\rho_n = 70\%$ , т.к. стены и потолок в светлых тонах.

Соответственно коэффициент использования светового потока [5] будет равен  $\eta = 66\%$ .

					ФЮРА.XXXXXXX.001.ПЗ	Лист
						180
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

Находим световой поток лампы:

$$\Phi = 300 \cdot 274 \cdot 1,5 \cdot 1,1 / [48 \cdot (2 \cdot 0,66)] = 2141 \text{ лм},$$

Такой световой поток может выдавать лампа ЛД-40 со световым потоком равным 2300 лм [6].

Отклонение светового потока составляет:

$$F = \frac{|\Phi_{\text{ЛД-40}} - \Phi|}{\Phi} \cdot 100\% = \frac{|2300 - 2141|}{2234} \cdot 100\% = 7,0\%.$$

Это удовлетворяет диапазону  $-10 \div +20 \%$

Следовательно, число светильников и высота их подвески выбраны верно.

Электрическая мощность установки:

$$P = 40 \cdot 98 = 3920 \text{ Вт}.$$

В данном помещении было принято для обеспечения нормируемой освещенности 48 светильников с 2 лампами ЛД-40, размещенные в три ряда (рисунок Е.2).

$$A = 15 \cdot L_1 + \frac{2}{3} \cdot L_1 + 16 \cdot l;$$

$$23400 = 15 \cdot L_1 + \frac{2}{3} \cdot L_1 + 16 \cdot 1230;$$

$$\frac{47}{3} \cdot L_1 = 3720;$$

$$L_1 = 237; \quad \frac{L_1}{3} = 80;$$

$$B = 2 \cdot L_2 + \frac{2}{3} \cdot L_2 + 3 \cdot l;$$

$$11700 = 2 \cdot L_2 + \frac{2}{3} \cdot L_2 + 3 \cdot l;$$

$$\frac{8}{3} \cdot L_2 = 10900;$$

$$L_2 = 4088; \quad \frac{L_2}{3} = 1363;$$

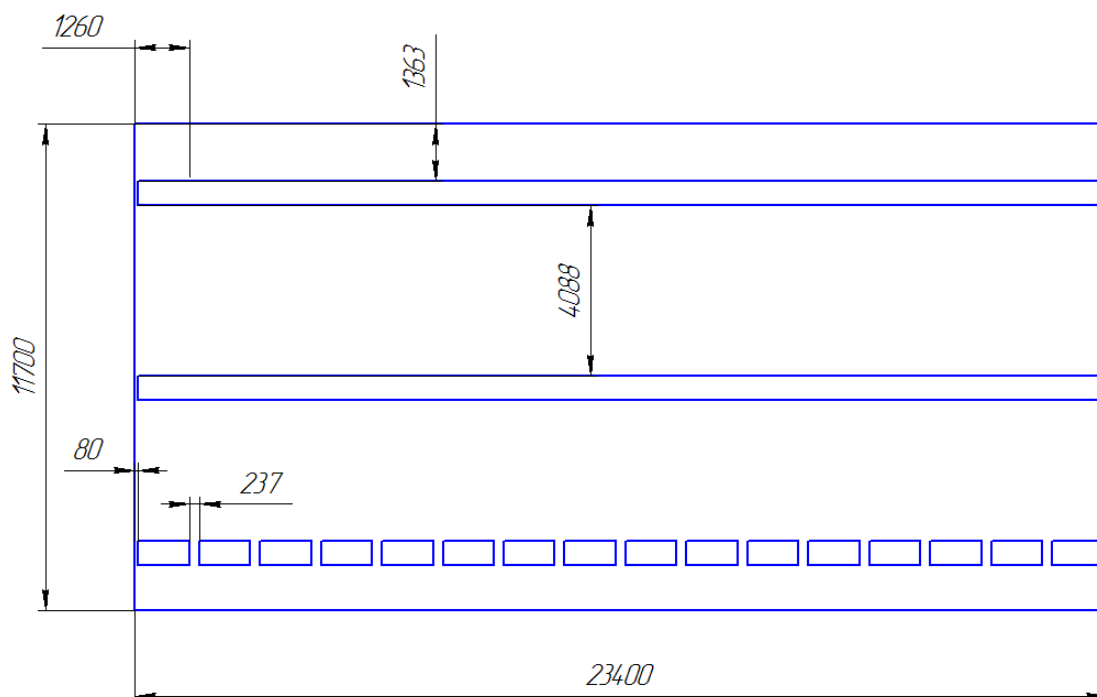


Рисунок Д.2 – План помещения и размещения светильников с люминесцентными лампами

Маршрут движения персонала к эвакуационным выходам  
Машзал, отм. +9.8

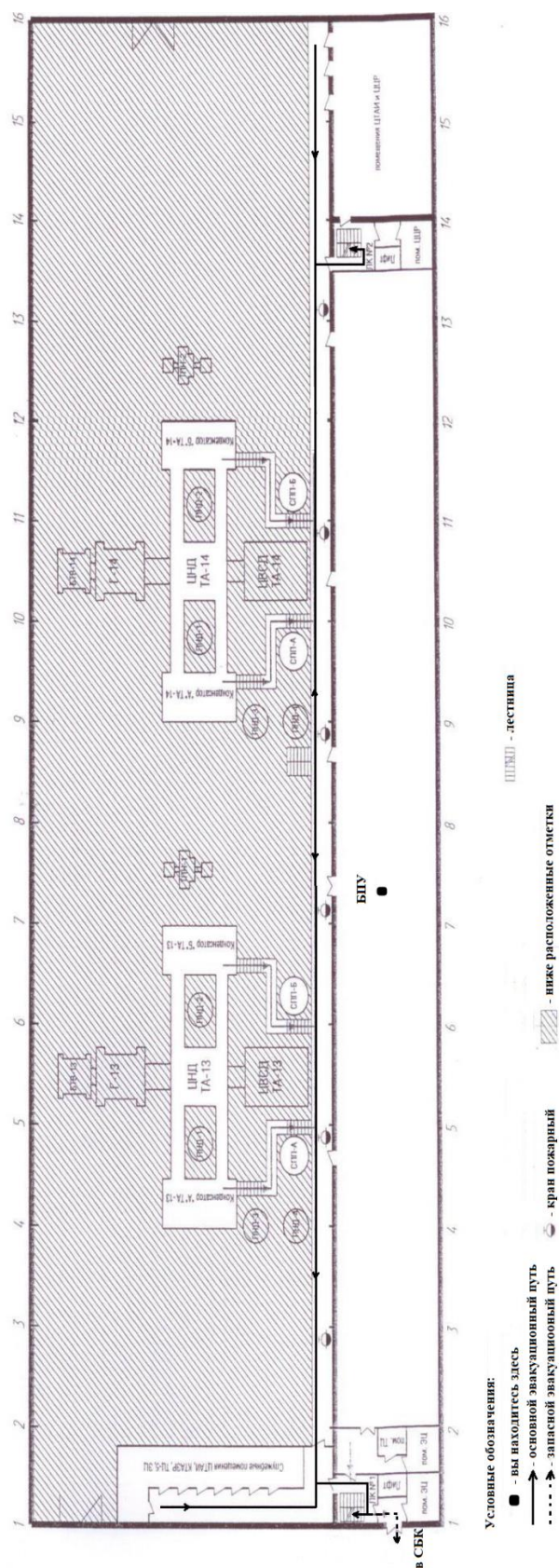


Рисунок Д.3 – План эвакуации помещения БЦУ

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

ФЮРА.XXXXXXX.001.ПЗ

Лист

183

					ФЮРА.ХХХХХХ.001.ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		